А.Н. ГОНЧАРОВ

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЕГО МОНТАЖ

А. Н. ГОНЧАРОВ

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЕГО МОНТАЖ

Допущено Министерством энергетики и электрификации СССР
в качестве учебника для учащихся
гидроэнергетических и энергостроительных техникумов

«ЭНЕРГИЯ»
МОСКВА 1967

6П2.3
Г65

УДК 621.224.313(075)

Гончаров А. Н.

Г 65 Гидравлическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. Учебник для учащихся гидроэнергетических и энергостроительных техникумов. М., «Энергия», 1967.

312 с. с илл.

В учебнике изложены основные сведения о гидроэнергетическом оборудовании современных гидроэлектростанций и методах организации и технологии его монтажа.

В первой половине учебника приведены общие положения теории рабочего процесса гидротурбин, описание компоновок современных отечественных гидротурбин, регуляторов скорости и конструкций гидрогенераторов, краткие указания о порядке выбора гидроэнергетического оборудования. Вторая половина содержит изложение методов технической организации монтажных работ и их проектирования, технологии монтажа крупных вертикальных гидроагрегатов, описание пуско-наладочных работ, порядка ввода оборудования в эксплуатацию и его испытаний. Изложены также основные положения по организации и технологии монтажа горизонтальных гидроагрегатов.

Учебник предназначен для учащихся энергетических техникумов по специальности «Монтаж и эксплуатация гидроэнергетических установок». Он может быть полезен также инженерно-техническим работникам.

3-3-6
42-67

6П2.3

Александр Никифорович Гончаров

Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж

Редактор *Л. А. Золотов* Техн. редактор *Т. Н. Царева*

Переплет художника *П. А. Перевалова*

Корректор *А. Д. Халанская*

Сдано в набор 27/VI 1967 г. Подписано к печати 20/X 1967 г. Т-12565

Формат 70×108[1]/16 Бумага типографская № 2

Усл. печ. л. 27,3 Уч.-изд. л. 27,31

Тираж 8 000 экз. Цена 1 р. 10 к. Зак. 354

Издательство „Энергия". Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий учебннк предназначен для учащнхся гидроэнергетических техникумов по специальности «Монтаж н эксплуатация гидроэнергетическнх установок».

В учебнике кратко нзложен общий курс гидроагрегатов с освещением основ теории гндротурбин, вопросов компоновкн гидроагрегатов и конструктивного выполнения гидротурбин, автоматическнх регуляторов скорости и конструкций гидрогенераторов. Более подробно изложены вопросы технологин монтажных работ по основному гидроэнергетнческому и вспомогательному оборудованию блока гндроагрегата. Достаточно углубленно излагаются состав н объем работ по пуску н наладке гидроагрегата, необходнмых прн этом проверке и испытаниям, процесс ввода гидроагрегата в эксплуатацию, методы выполнення энергетических и механическнх нспытаний введенного гидроэнергетического оборудовання.

В связи с тем что основным фактором, решающим качественное н успешное осуществленне монтажа гидроагрегатов в необходимые сроки, является организация монтажных работ, в учебнике подробно излагаются современные методы монтажных работ, вопросы технической организации, проектирования и подготовки монтажа оборудования.

Основы теории гидрогенераторов как вопросы чисто электротехническне, не относящиеся к специализации техника-гидромеханика, в учебннке не излагаются.

Электромонтажные работы по укладке обмоток ротора н электрическнм соединениям генератора выполняются в монтажных условиях в каждом отдельном случае по спецнальной технологнн н программе. Работы эти также не относятся к профилю гидромеханика, и поэтому в учебнике приведены только общие указания по их организации.

Прн составлении учебника использован опыт организацин н выполнення монтажных работ на стронтельствах крупных современных гидроэлектростанций, матерналы монтажных организацнй Миннстерства энергетикн н электрификацин СССР.

Автор крайне признателен рецензенту канд. техн. наук К. П. Полушкнну н выражает нскреннюю благодарность редактору канд. техн. наук Л. А. Золотову за тщательное редактирование рукописн.

Прошу все замечання и пожелання по настоящему учебнику направлять по адресу: Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., 10, нздательство «Энергня».

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлические двигатели, применявшиеся в промышленности до XIX в., представляли собой различного типа водяные колеса, вращающиеся под действием только веса воды или скоростной энергии потока. Водяные колеса как двигатели имели ряд существенных недостатков: громоздкость, малую скорость вращения и низкий к. п. д., а главное — с их помощью невозможно было получить большие мощности. Так, водяное колесо диаметром 9,15 *м* при напоре 5,2 *м*, работавшее на Кренгольмской мануфактуре в г. Нарве до 1874 г., развивало мощность всего 330 *квт* при скорости вращения 4—4,5 *об/мин*.

В начале XIX в. была создана гидравлическая турбина, которая стала быстро вытеснять водяные колеса, особенно в промышленности, где требовались более значительные мощности. Гидравлическая турбина по сравнению с водяным колесом давала возможность получить значительно большие мощности в одном агрегате при сравнительно высоких скоростях вращения и обладала упрощенной передачей, связывающей турбину с потребляющей энергию машиной.

Особенно важное значение получило гидротурбостроение в конце XIX и начале XX вв. в связи с широким развитием электротехнической промышленности и появлением возможности передавать электроэнергию на значительные расстояния.

Использование гидравлической энергии в дореволюционной России находилось на чрезвычайно низком уровне, а гидротурбостроение по существу отсутствовало.

Развитие гидроэнергетики в России началось только после Великой Октябрьской социалистической революции. По утвержденному в 1920 г. государственному плану электрификации (ГОЭЛРО), составленному по инициативе В. И. Ленина, в течение 10—15 лет надлежало построить 30 электростанций общей мощностью 1 750 000 *квт*, в том числе 9 гидроэлектростанций. Но через 10 лет план ГОЭЛРО был уже перевыполнен. Первая крупная гидроэлектростанция, Волховская, была введена в эксплуатацию в 1926 г., а в 1937 г. общая мощность гидроэлектростанций страны составляла 1 400 000 *квт*. Особенно быстро гидроэнергетика начала развиваться в послевоенные годы и в настоящее время мощность гидростанций Советского Союза составляет свыше 20 млн. *квт*, выработка энергии достигает 100 млрд. *квт·ч*.

Гидроэлектростанции, используя непрерывно возобновляющиеся энергетические ресурсы рек, являются высокорентабельным и долговечным источником электроснабжения народного хозяйства. Они отличаются надежностью в работе, низкой стоимостью вырабатываемой электроэнергии, высокой маневренностью и готовностью немедленно принимать нагрузку. В связи с этим, а также учитывая достаточные запасы гидроэнергетических ресурсов, в ближайшие десятилетия намечается интенсивный рост общей мощности гидроэлектростанций. Такие высокие темпы развития гидроэнергетики могут быть обеспечены только строительством большого количества крупных многоагрегатных гидроэлектростанций с установкой на них мощных уникальных гидроагрегатов.

Отечественное гидроэнергомашиностроение за послевоенный период достигло значительных успехов в конструировании и изготовлении основного оборудования для строящихся гидроэлектростанций. Основной тенденцией развития современного гидроэнергомашиностроения является увеличение единичной мощности гидроагрегатов, так как это дает возможность получения больших мощностей на одной гидроэлектростанции при уменьшении удельной металлоемкости и стоимости гидротурбин и генераторов. Так, агрегаты Волжских ГЭС имени В. И. Ленина и XXII съезда КПСС, имеющие рабочие колеса диаметром 9,3 *м* и мощность 115 тыс. *квт*, по размерам и мощности значительно превосходят зарубежные агрегаты аналогичного типа. На Братской гидроэлектростанции имени 50-летия Великого Октября работают агрегаты мощностью по 225 тыс. *квт*, для Нурекской ГЭС создаются агрегаты по 310 тыс. *квт*, а установленные уникальные гидроагрегаты на Красноярской ГЭС имеют мощность 500 тыс. *квт*.

Энергетический агрегат гидроэлектростанции состоит из гидротурбины, непосредственно соединенного с ней гидрогенератора и вспомогательного оборудования, необходимого для обеспечения нормальной работы агрегата. Гидротурбина и гидрогенератор разрабатываются и изготовляются различными заводами; однако конструируются и компонуются они как части единого гидроагрегата. Только общая компоновка и наиболее целесообразное сочетание конструктивных и технологических решений, принятых совместно для турбины и генератора, дают возможность создать надежный энергетический агрегат с высокими энергетическими, эксплуатационными и экономическими показателями.

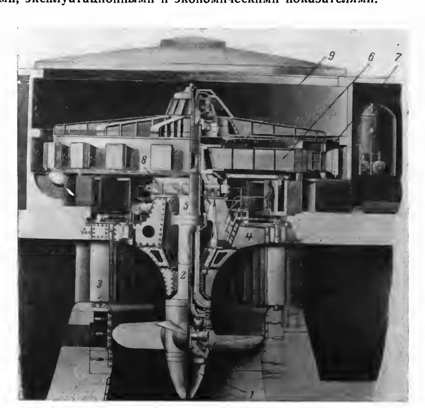


Рис. 1-1. Общий вид гидроагрегата мощностью 115 тыс. *квт* с поворотнолопастной турбиной.

1 — рабочее колесо; *2* — вал турбины; *3* — направляющий аппарат; *4* — крышка турбины; *5* — вал генератора; *6* — ротор генератора; *7* — статор; *8* — подпятник; *9* — верхняя крестовина.

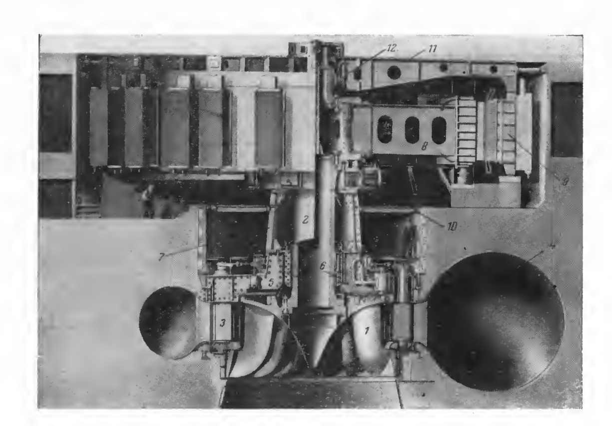


Рис. 1-2. Общий вид гидроагрегата мощностью 500 тыс. *квт* с радиально-осевой турбиной.

1 — рабочее колесо; *2* — вал агрегата; *3* — направляющий аппарат; *4* — спиральная камера; *5* — крышка турбины. *6* — подшипник турбины; *7* — опора подпятника; *8* — ротор генератора; *9* — статор; *10* — подпятник; *11* — верхняя крестовина; *12* — подшипник генератора.

На средних и крупных современных гидроэлектростанциях устанавливаются в основном вертикальные гидроагрегаты. Горизонтальные гидроагрегаты ранее широко применялись для оборудования небольших, преимущественно сельских гидроэлектростанций. Однако в последние годы горизонтальные гидроагрегаты начали устанавливаться и на более мощных гидроэлектростанциях.

В европейской части Советского Союза преобладают низко- и средненапорные гидроэлектростанции с напорами до 40 *м* и вертикальными агрегатами, состоящими из генератора и турбины поворотнолопастного типа. Общий вид такого современного гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной показан на рис. 1-1.

На Дальнем Востоке и в Сибири сооружаются в основном средне и высоконапорные ГЭС (с напорами до 200 *м*). Развитие гидроэнергетики этих районов потребовало создания крупных гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами. На рис. 1-2 показан общий вид крупнейшего в мире гидроагрегата Красноярской ГЭС с радиально-осевой турбиной мощностью 500 тыс. *квт*.

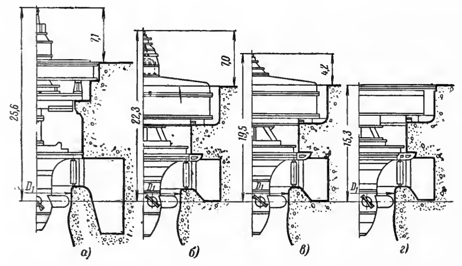


Рис. 1-3. Компоновка гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной D_1=9,3 *м*.
а — гидроагрегат Рыбинской ГЭС (диаметр рабочего колеса 9,0 *м*); *б* — гидроагрегат Волжской ГЭС им. В. И. Ленина; *в* — гидроагрегат Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС; *г* — проект современного гидроагрегата.

Дальнейшее совершенствование компоновок и конструкций вертикальных гидроагрегатов характеризуется стремлением к максимальному конструктивному и технологическому объединению деталей и узлов турбины и генератора. Так, подпятники зонтичных гидрогенераторов в настоящее время обычно опираются на крышку турбины, что дало возможность отказаться от нижней крестовины генератора. В некоторых конструкциях крупных гидроагрегатов генератор не имеет вала и ротор генератора насаживается непосредственно на вал турбины либо втулка ротора крепится к верхнему концу вала турбины.

Конструктивные и компоновочные изменения гидроагрегатов с поворотнолопастными турбинами за последние 20 лет (рис. 1-3) не только привели к существенному повышению энергетических параметров, но и значительно уменьшили осевые габариты их при одинаковом диаметре рабочего колеса.

Характерной особенностью современного крупного гидроэнергомашиностроения является то, что турбины и генераторы не могут быть полностью собраны, обкатаны и испытаны на заводах-изготовителях и

поэтому онн вынужденно поставляются на гндроэлектростанцнн в внде отдельных механнзмов, узлов н деталей, ннogда даже без заводской поузловой контрольной сборки.

Поэтому гндроагрегаты полностью собнраются, испытываются н пускаются в работу впервые только на месте установкн, н монтаж гндроэнергетнческого оборудовання является по существу заключнтельным этапом в общем цнкле нзготовлення гндроагрегата. Прн этом в процессе установкн гндроагрегата прнходнтся выполнять не только чисто монтажные операцин по сборке, установке, выверке и крепленню деталей н узлов, но и пронзводнть заводскне операцнн по контрольной сборке узлов н механизмов с доводкой н подгонкой деталей. Вертнкальное расположение вала гидроагрегата создает также дополннтельные затруднення при установке деталей н узлов и проверке нх взанмного положення.

Одновременно монтаж гндроагрегатов является н составной частью еднного, связанного организацнонно н технологнческн процесса строительно-монтажных работ по сооруженню гндроэлектростанцнн. В связн с этнм обеспеченне высококачественного монтажа н своевременного ввода в эксплуатацню современного уннкального гндроэнергетнческого оборудовання на гндроэлектростанцнях требует четких ннженерно-техннческнх методов органнзацнн н технологин монтажа работ, нзложенне которых и является основным содержаннем настоящего учебннка.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВЫ ТЕОРИИ ГИДРОТУРБИН

1-1. МОЩНОСТЬ ВОДОТОКА И ГИДРОТУРБИНЫ

Мощность водотока зависит от расхода потока (количества протекающей воды в единицу времени) и напора, созданного на гидроэлектростанции, и равна:

$$N_в = \frac{QH_у\gamma}{102} = 9{,}81QH_у,\ квт, \qquad (1\text{-}1)$$

где γ — удельный вес воды, 1 000 $кг/м^3$;
Q — расход воды, $м^3/сек$;
$H_у$ — напор установки, $м$.

Мощность гидротурбины будет меньше мощности водотока, так как часть энергии его неизбежно теряется по пути движения потока и в процессе преобразования энергии воды в механическую энергию рабочих органов турбины.

Напор, который используется в турбине, называется рабочим напором. Он всегда меньше напора установки на величину потерь энергии по пути движения воды от верхнего бьефа до турбины и в отводящем канале за турбиной, т. е.

$$H = H_у - (h_{тр} + h_к), \qquad (1\text{-}2)$$

где H — рабочий напор, $м$;
$h_{тр}$ — потери напора в подводящих сооружениях, $м$;
$h_к$ — потери напора в отводящих сооружениях (каналах), $м$.

Рабочий напор H определяется разностью удельных энергий потока во входном сечении турбины и на выходе в нижнем бьефе (рис. 1-4):

$$H = \left(\alpha_1 \frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\gamma} + z_1\right) - \left(\alpha_2 \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\gamma} + z_2\right), \qquad (1\text{-}3)$$

где v_1 и v_2 — средние скорости течения потока в рассматриваемых сечениях, $м/сек$;
p_1 и p_2 — средние давления, $кГ/см^2$;
z_1 и z_2 — геометрическая высота сечения над плоскостью сравнения, $м$;
α_1 и α_2 — коэффициенты Кориолиса, учитывающие неравномерность распределения скоростей в сечениях;
g — ускорение силы тяжести, $м/сек^2$.

Таким образом, рабочий напор есть то количество удельной энергии, которое физически возможно использовать в турбине.

Мощность гидротурбины, замеренная на ее валу, равна:

$$N_т = 9{,}81\ QH\eta_т, \qquad (1\text{-}4)$$

где $\eta_т$ — коэффициеит полезного действия (к. п. д.), учитывающий потери мощиости в турбине.

Мощность гидроагрегата, замеренная иа шинах генератора, равна:

$$N_а = N_т\eta_г = 9{,}81\ QH\eta_т\eta_г, \quad (1\text{-}5)$$

где $\eta_г$ — к. п. д., учитывающий механические и электрические потери мощиости в геиераторе.

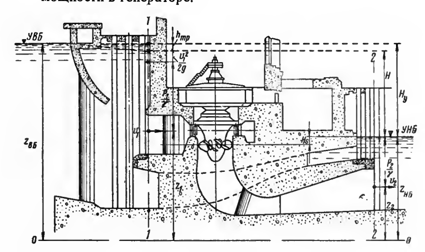


Рис. 1-4. Схема определения рабочего напора гидротурбннной установки.

В современных крупных гидротурбииах величииа к. п. д. достигает 90—94%, а к. п. д. генератора колеблется в пределах 95—98%. Таким образом, максимальный к. п. д. крупного гидроагрегата может достигать 86—92%.

1-2. КЛАССИФИКАЦИЯ ГИДРОТУРБИН

Гидравлическая турбииа является двигателем, в котором киeconoмичеcкая — кинетическая и потенциальная энергия потока превращается в механическую эиергию турбины. Механическая энергия турбины затем преобразуется с помощью генератора в электрическую энергию, которая через линии электропередачи подается к потребителю.

Совремеиные гидротурбины обладают высокой степеиью использования энергии потока, относительно большими скоростями вращения, возможностью сосредоточения значительной мощности в одиом агрегате.

Энергия единицы веса жидкости, выражаемая уравнением закона сохранения эиергии гидромеханики Д. Бернулли,

$$E = \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\gamma} + z = \text{const} \quad (1\text{-}6)$$

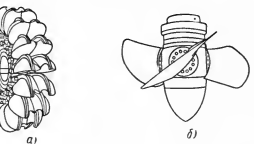
состоит из кинетической энергии $v^2/2g$ и двух видов потеициальной: эиергии давления p/γ и энергии положения z.

В зависимости от того, какие виды эиергии преобразуются на рабочем колесе турбины, последние делятся иа два класса: **активные** и **реактивные** турбииы.

В активных (свободиоструйных) гидротурбинах рабочее колесо вращается под воздействием свободной струи, обладающей кинетической энергией и имеющей одииаковые давлеиия при входе иа рабочее колесо и иа выходе из него.

По конструктивным особенностям активные турбины делятся на ковшовые, наклонноструйные и двукратные. Практическое значение из них имеют только ковшовые турбины (рис. 1-5,*а*), применяемые в крупных гидроагрегатах для напоров от 300 до 1 700 *м* и в малых — при напорах 40—250 *м*.

В реактивных (напорноструйных) гидротурбинах рабочее колесо вращается в сплошном потоке, обладающем как кинетической, так и потенциальной энергией и имеющем при входе на рабочее колесо большее давление, чем на выходе из него.



Турбины этого класса являются наиболее распространенными и применяются для напоров от 1,5 до 500 *м*.

По конструктивным особенностям реактивные турбины разделяются на осевые (рис. 1-5,*б*) и радиально-осевые (рис. 1-5,*в*) В осевых турбинах движение потока в зоне рабочего колеса в основном параллельно оси турбины, а в радиально-осевых поток постепенно меняет направление с радиального на осевое. Осевые турбины применяются двух конструктивных типов: пропеллерные— с неподвижно закрепленными лопастями рабочего колеса и поворотнолопастные, лопасти которых могут поворачиваться на некоторый угол вокруг своей оси. Наиболее распространены поворотнолопастные и радиально-осевые турбины.

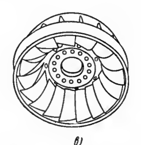


Рис. 1-5. Рабочие колеса турбин различных типов.

а — ковшовой; *б* — осевой (поворотнолопастной); *в* — радиально-осевой.

Гидротурбина состоит из следующих основных элементов: подводящей камеры, направляющего аппарата, рабочего колеса, камеры рабочего колеса, отсасывающей трубы, вала, подшипников (см. рис. 1-1, 1-2).

В реактивных турбинах подводящая камера обычно имеет форму спирали, что обеспечивает наиболее равномерный по всей окружности подвод воды к направляющему аппарату. В активных турбинах вода подводится струей, и поэтому подводящая камера ковшовой турбины представляет собой трубопровод, а в случае нескольких струй — коллектор.

Направляющий аппарат турбины предназначен для обеспечения необходимого направления потока на входе в рабочее колесо и регулирования расхода турбины. В реактивных турбинах направляющий аппарат состоит из системы направляющих лопаток, поворачивающихся вокруг своих осей. Направляющий аппарат ковшовой турбины—сопло— представляет собой сужающийся насадок с перемещающейся внутри него в осевом направлении грушевидной иглой. При перемещении иглы изменяется проходное сечение сопла и таким путем регулируется расход воды.

Рабочее колесо является основиым рабочим органом турбииы, в котором энергия потока преобразуется в механическую эиергию турбины. В поворотнолопастных турбииах при измеиеииях режимов работы поворот лопастей обеспечивает безудариое обтекаиие их потоком, что дает возможиость сохранять при этом максимальио возможиый к. п. д. турбииы. У рабочего колеса радиально-осевой турбины лопасти иеподвижны. Лопасти рабочего колеса ковшовой турбииы (ковши) также закреплеиы иеподвижио иа наружиом ободе рабочего колеса.

Отсасывающая труба является диффузором, обеспечивающим сиижение скоростей иа выходе из турбииы и возможиость использования эиергии воды, выходящей из рабочего колеса. В большиистве случаев отсасывающую трубу из условий компоиовки выполияют изогиутой. В ковшовых турбииах иа выходе из рабочего колеса давление равио атмосфериому, отсасывающая труба у этих турбии отсутствует.

1-3. ОСНОВНОЕ УРАВНЕНИЕ ГИДРОТУРБИНЫ

В результате взаимодействия потока воды с лопастями рабочего колеса последиему передается заключеииая в потоке эиергия. Происходит это вследствие того, что поток, встречая на пути лопасти рабочего колеса, отклоияется от своего первоначальиого направлеиия движения и прииимает направлеиие движеиия, определяемое поверхиостями лопастей, оказывая иа иих давлеиие. Вследствие этого создается крутящий момент отиосительио вала рабочего колеса, которое под его воздействием приходит в движеиие. Сила сопротивлеиия потока при отклоиении его от первоиачального направления, действующая в обратную сторону иа лопасти рабочего колеса, заставляя его перемещаться изывается реакцией потока. Мощиость гидротурбииы является результатом воздействия реакции потока иа рабочие лопасти, а величиная мощиости зависит от количества протекающей через турбину воды и величииы иапора, создающего соответствующие скорости потока.

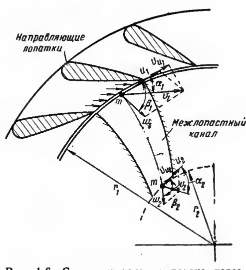


Рис. 1-6. Схема протекаиия потока через направляющий аппарат и рабочее колесо.

Вода из иаправляющего аппарата поступает со скоростью v_1 иа входиую кромку лопасти рабочего колеса. Оиа движется вдоль лопасти с относительиой скоростью w_1, направлеииой по касательной к поверхиости лопасти в точке входа, и вращается с окружиой скоростью u_1. Абсолютиая скорость потока v_1 равна геометрической сумме скоростей w_1 и u_1 и иаправлеиа под углом входа α_1 к последней.

На выходе вода покидает лопасть с абсолютиой скоростью v_2, являющейся также геометрической суммой отиосительиой скорости w_2 и окружной скорости u_2. Угол α_2 между скоростями v_2 и u_2 называется углом выхода. На рис.1-6 показаны также углы β_1 и β_2 соответствеино между окружиой и относительиой скоростями.

Определим момент реакции потока на колесо при установившемся режиме работы турбины (рис. 1-6). За время Δt на лопасти рабочего колеса поступает некоторое количество воды, имеющее массу m, и иа

основании закона непрерывности потока такое же количество воды уходит с рабочего колеса.

Масса воды, поступающая на колесо за время Δt, при входе на лопасти имеет количество движения mv_1, а при сходе с рабочего колеса — количество движения mv_2. Из механики известно, что изменение количества движения некоторой массы в единицу времени пропорционально действующей на нее силе.

Обозначим проекции скоростей v_1 и v_2 на направление окружной скорости u через v_{u_1} и v_{u_2}. Тогда проекция количества движения всех частиц воды на направление окружной скорости до входа на колесо будет mv_{u_1}, а после выхода с него mv_{u_2}. Моменты количества движения относительно оси вращения рабочего колеса будут соответственно $mr_1v_{u_1}$ и $mr_2v_{u_2}$, где r_1 и r_2 — радиусы центра тяжести массы воды m у входа на колесо и выхода с него.

Изменение момента количества движения за время Δt равно произведению момента движущих сил на время его действия:

$$M\Delta t = mr_2v_{u_2} - mr_1v_{u_1}$$

или

$$M = \frac{m}{\Delta t}(r_2v_{u_2} - r_1v_{u_1}).$$

Момент, действующий на лопасти со стороны потока (движущий момент турбины), по абсолютной величине равен полученному моменту и имеет обратный знак:

$$M_{\text{т}} = -M = \frac{m}{\Delta t}\,(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2}).$$

Известно, что

$$m = \frac{Q\gamma}{g}\,\Delta t,$$

где Q — расход воды;
γ — вес единицы объема;
g — ускорение силы тяжести.

Тогда

$$M_{\text{т}} = \frac{Q\gamma}{g}(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2}).$$

Мощность, развиваемая на валу турбины, составит:

$$N_{\text{т}} = M_{\text{т}}\omega = \frac{Q\gamma}{g}(r_1v_{u_1} - r_2v_{u_2})\,\omega,$$

где ω — угловая скорость.

Окружные скорости на входе и выходе определяются зависимостями $r_1\omega = u_1$ и $r_2\omega = u_2$, подставив которые в основное уравнение, получим:

$$N_{\text{т}} = \frac{Q\gamma}{g}(v_{u_1}u_1 - v_{u_2}u_2).$$

С другой стороны, мощность турбины равна:

$$N_{\text{т}} = QH\gamma\eta.$$

Подставив значение $N_{\text{т}}$ в предыдущее равенство, получим:

$$\eta gH = v_{u_1}u_1 - v_{u_2}u_2 \qquad (1\text{-}7)$$

Это уравнение, выражающее закон изменения моментов количества движения в приложении к водяной турбине и впервые выведенное Эйлером, носит название основного уравнения турбины.

Для работы турбины с высоким к. п. д. вода должна поступать от направляющего аппарата на рабочее колесо без удара. Безударный вход обеспечивается совпаденнем скорости потока, выходящего из направляющего аппарата, по величине и по направлению с абсолютной скоростью потока у входа на рабочее колесо v_1. Еслн направление скорости v_1 не совпадает с направлением входного элемента рабочей лопасти, натеканне сопровождается дополнительнымн потерями энергнн. Следовательно, от велнчины угла α_1 завнсит эффективность преобразования энергии, или к. п. д. Оптимальное значение угла α_1, при котором к. п. д. достнгает максимальной велнчины, называют углом безударного входа.

При измененнн мощностн турбнны лопаткн направляющего аппарата поворачнваются и тем самым изменяют угол α_1. В радиально-осевых турбинах лопастн рабочего колеса неподвижны н оптимальное значение α_1 соответствует только одному какому-либо режнму работы турбины, который обычно находится в пределах от $^3/_4$ до $^7/_8$ от полной мощности.

В поворотнолопастных турбинах поворотом рабочнх лопастей достигается то, что велнчина α_1 остается близкой к оптимальному значению прн различных открытиях направляющего аппарата. Это позволяет сохранить высокое значение к. п. д. турбины в широком диапазоне изменения мощности.

1-4. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ГИДРОТУРБИН

Основными энергетнческими и конструктнвными параметрами гидротурбин являются:

H — рабочнй напор, *м;*
Q — расход воды, *м³/сек;*
$N_т$ — мощность на валу турбины, *квт*;
$\eta_т$ — коэффнциент полезного действня турбнны;
n — скорость вращення, *об/мин*;
D_1 — номинальный диаметр рабочего колеса, *м;*
n_s — коэффнцнент быстроходности;
σ — коэффицнент кавитации.

Рабочий напор H определяется:

а) для реактнвных турбнн — разностью удельных энергий прн входе в турбинную камеру и на выходе из турбины в нижнем бьефе;

б) для активных турбин — как удельная энергия у входа в сопло относительно плоскости сравнения, расположенной на отметке наинизшей точкн окружности рабочего колеса, касательной к оси струи.

Расход воды Q — количество воды, протекающей через входное сечение турбины в единицу времени.

Мощность турбины на валу $N_т$ — полезная мощность, получаемая в турбине и используемая в гидрогенераторе.

Коэффициент полезного действня турбины $\eta_т$ определяется потерямн мощности:

а) объемнымн потерями, вызываемыми утечкой некоторого объема воды через зазоры в турбине между рабочим колесом и неподвижной ее частью;

б) гндравлическимн потерями, обусловленными вязкостью воды и являющимися потерями энергин потока по его путн в проточной части турбины;

г) механическнмн потерямн, состоящими из потерь мощности на механическое тренне в подшипниках турбнны и в подпятнике и на гидравлическое тренне в зазорах между рабочим колесом и неподвижными частями турбнны.

Скорость вращения n — число оборотов вала турбины в одну мннуту.

Диаметр рабочего колеса D_1 обычно указывается иомииальный, за который прииимается:

а) в поворотнолопастных турбинах — иаибольший диаметр камеры рабочего колеса;

б) в радиально-осевых турбинах — наибольший диаметр рабочего колеса по входным кромкам его лопастей;

в) в ковшовых турбииах — диаметр окружности рабочего колеса, касательной к оси струи.

Коэффициент быстроходности n_s характеризует гидравлические качества турбины и рассматривается подробно ниже (в § 1-6).

Коэффициеит кавитации σ определяет начало возиикиовения в турбине явления кавитации (рассмотрен в § 1-8).

1-5. ПОДОБИЕ ГИДРОТУРБИН

Для обеспечения требуемых параметров виовь проектируемой турбины как правило производится экспериментальная проверка проточной части ее на модели турбины. Проточную часть рассчитывают теоретически, а затем, выполиив ее в виде модели, испытывают в лаборатории и результаты этих испытаний учитывают при создании натуриой турбииы.

Для перенесения результатов испытаний модели на действительную (натуриую) геометрически подобную ей гидротурбину необходимо производить пересчет основных энергетических параметров турбины: скорости вращеиия, расхода воды, мощности и к. п. д.

Окружная скорость натурной турбииы определяется как

$$u_н = k_u \sqrt{2gH} = \frac{\pi D_1 n}{60}$$

и для модели

$$u_м = k_u \sqrt{2gH_м} = \frac{\pi D_{1м} n_м}{60},$$

где k_u — скоростной коэффициент, одинаковый для обеих турбин;
D_1 — диаметр рабочего колеса турбины;
n — скорость вращения.

Решая совместно эти уравнеиия, получим:

$$\frac{k_u \sqrt{2gH}}{k_u \sqrt{2gH_м}} = \frac{\pi D_1 n}{\pi D_{1м} n_м},$$

откуда

$$\frac{nD_1}{n_м D_м} = \sqrt{\frac{H}{H_м}},$$

или

$$n = n_м \frac{D_{1м}}{D_1} \sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}8)$$

Расход воды, проходящей через рабочее колесо иатуриой турбины, можио выразить при помощи осевой составляющей абсолютиой скорости v_m и диаметра рабочего колеса (преиебрегая объемными потерями энергии из-за протечек воды в уплотнеииях)

$$Q = v_m \pi \frac{D_1^2}{4} = \pi \frac{D_1^2}{4} k_v \sqrt{2gH}.$$

Соответствеиио в модельной турбиие, при равиых k_v

$$Q_м = v_{mм} \pi \frac{D_{1м}^2}{4} = \pi \frac{D_{1м}^2}{4} k_v \sqrt{2gH_м}.$$

Для двух подобных турбин можно записать:

$$\frac{Q}{Q_м}=\frac{4\pi D_1^2 k_v \sqrt{2H}}{4\pi D_{1м}^2 k_v \sqrt{2H_м}}=\frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\sqrt{\frac{H}{H_м}},$$

а следовательно

$$Q=Q_м\frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}9)$$

Если предположить, что общие к. п. д. турбин натурной и модельной равны, то мощности турбин будут:

натурной $N=\eta QH\gamma$

модельной $N_м=\eta Q_м H_м\gamma$.

Тогда

$$\frac{N}{N_м}=\frac{\eta QH\gamma}{\eta Q_м H_м\gamma}=\frac{QH}{Q_м H_м}=\frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\sqrt{\frac{H}{H_м}}\frac{H}{H_м},$$

а

$$N=N_м\frac{D_1^2}{D_{1м}^2}\frac{H}{H_м}\sqrt{\frac{H}{H_м}}. \qquad (1\text{-}10)$$

Формулы (1-8), (1-9) и (1-10) называются формулами подобия.

Для удобства сравнения подобных турбин одного и того же типа применяется понятие приведенных величин. С этой целью как модель, так и турбина сравниваются не друг с другом, а с условной турбиной, имеющей диаметр рабочего колеса 1 *м* и работающей при напоре 1 *м*. Параметры такой условной турбины принято называть приведенными: приведенной скоростью вращения n'_I, приведенным расходом Q'_I и приведенной мощностью N'_I.

Заменяя в формулах (1-8), (1-9), (1-10) скорость вращения, расход и мощность модельной турбины приведенными величинами, а также $D_м=1$ и $H_м=1$, можно выразить параметры натурной турбины следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} n&=n'_I\frac{\sqrt{H}}{D_1};\\ Q&=Q'_I D_1^2\sqrt{H};\\ N&=N'_I D_1^2 H\sqrt{H},\end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}11)$$

но $N'_I=9{,}81\,Q'_I\eta$, и тогда

$$N=9{,}81\,\eta Q'_I D_1^2 H\sqrt{H},\ квт.$$

Зависимости (1-11) удобны для выбора и определения основных параметров натурной турбины. Решая эти уравнения для приведенных величин, определяемых при испытаниях модели и характеризующих все подобные турбины данного типа, получим:

$$\left.\begin{aligned} n'_I&=\frac{nD_1}{\sqrt{H}};\\ Q'_I&=\frac{Q}{D_1^2\sqrt{H}};\\ N'_I&=\frac{N}{D_1^2 H\sqrt{H}}.\end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}12)$$

В уравнениях приведенных величин не учтена разница в к. п. д. модельной и натурной турбин. Практически к. п. д. геометрически подобных турбин разных размеров неодинаковы, вследствие чего отличаются и приведенные величины. Поэтому при определении приведенных величин натурной турбины по данным испытаний ее модели с учетом изменения к. п. д. необходимо пользоваться следующими выражениями:

$$\left.\begin{aligned} n'_{\rm I} &= n'_{\rm I м} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_{м}}}; \\ Q'_{\rm I} &= Q'_{\rm I м} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_{м}}}; \\ N'_{\rm I} &= N'_{\rm I м} \frac{\eta}{\eta_{м}} \sqrt{\frac{\eta}{\eta_{м}}}. \end{aligned}\right\} \qquad (1\text{-}13)$$

При работе турбины в условиях переменного напора либо при необходимости использования ее в другой установке с иным напором параметры турбины должны соответствовать новому напору. Для определения в этих случаях параметров турбины можно пользоваться формулами (1-8), (1-9), (1-10), которые в связи с неизменностью $D_{\rm I}$ будут иметь следующий вид:

$$n_1 = n \sqrt{\frac{H_1}{H}};$$

$$Q_1 = Q \sqrt{\frac{H_1}{H}};$$

$$N_1 = N \frac{H_1}{H} \sqrt{\frac{H_1}{H}},$$

где все величины с индексом 1 относятся к новому напору.

1-6. БЫСТРОХОДНОСТЬ ГИДРОТУРБИН

Для характеристики гидравлических качеств турбины по скорости вращения и пропускной способности, а также для сравнения между собой турбин различных типов в гидротурбостроении введен так называемый коэффициент быстроходности.

Коэффициент быстроходности n_s равен числу оборотов турбины данного типа, которая, работая под напором в 1 *м*, развивает мощность в 1 *л. с.*

Из уравнения подобия (1-8) имеем:

$$n_{м} = n \frac{D_1}{D_{1м}} \sqrt{\frac{H}{H_{м}}}.$$

Подставив n_s вместо $n_{м}$ и $H_{м} = 1$ *м*, получим:

$$n_s = \frac{n}{\sqrt{H}} \frac{D_1}{D_{1м}}. \qquad (1\text{-}14)$$

По уравнению (1-10) и при $N_{м} = 1$ *л. с.*, а $H = 1$ *м* мощность равна:

$$N = N_{м} \frac{D_{\rm I}^2}{D_{\rm I м}^2} \frac{H}{H_{м}} \sqrt{\frac{H}{H_{м}}} = \frac{D_{\rm I}^2}{D_{\rm I м}^2} H \sqrt{H}.$$

Подставим в уравнение (1-14) $\frac{D_1}{D_{1м}} = \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}}$; тогда

$$n_s = \frac{n}{\sqrt{H}} \sqrt{\frac{N}{H\sqrt{H}}} = \frac{n}{H} \frac{\sqrt{N}}{\sqrt[4]{H}}, \qquad (1\text{-}15)$$

где n — скорость вращения, *об/мин*;
N — мощность турбины, *л. с.*

Коэффициент быстроходности можно выражать также через приведенные величины, если в уравнение (1-15) подставить вместо n и N их значения из уравнения (1-11):

$$n_s = \frac{n'_{\mathrm{I}} \sqrt{H} \sqrt{N'_{\mathrm{I}} D_1^2 H \sqrt{H}}}{D_1 H \sqrt[4]{H}} = n'_{\mathrm{I}} \sqrt{N'_{\mathrm{I}}},$$

но

$$N'_{\mathrm{I}} = \frac{\gamma Q'_{\mathrm{I}} \eta}{75} = \frac{1\,000 Q'_{\mathrm{I}} \eta}{75} = 13{,}32 Q'_{\mathrm{I}} \eta,$$

и тогда

$$n_s = 3{,}65 n'_{\mathrm{I}} \sqrt{Q'_{\mathrm{I}} \eta}. \qquad (1\text{-}16)$$

В связи с тем что коэффициент быстроходности зависит от мощности, скорости вращения и напора и меняет свою величину при их изменениях, сравнивать турбины одного типа по коэффициенту быстроходности следует, вычисляя его для соответственных режимов. Обычно коэффициент быстроходности определяют для номинальной мощности турбины при расчетном напоре и нормальной скорости вращения.

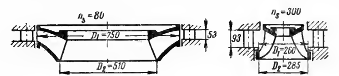


Рис. 1-7. Габариты приведенных рабочих колес различной быстроходности.

Основной тенденцией в современном гидротурбостроении является стремление к повышению быстроходности турбин, так как увеличение быстроходности при неизменных мощности и напоре позволяет создать турбины с большей скоростью вращения, а следовательно, меньших габаритов и веса. При этом повышение быстроходности можно осуществлять увеличением как скорости вращения n'_{I}, так и пропускной способности турбины Q'_{I}.

На рис. 1-7 показаны габариты рабочих колес различной быстроходности, рассчитанные на мощность $N=1$ *л. с.* при напоре $H=1$ *м*, где видно, что с ростом коэффициента быстроходности уменьшаются габариты рабочего колеса.

К наиболее быстроходным турбинам относятся турбины осевого типа, затем следуют радиально-осевые; наиболее тихоходными являются ковшовые турбины. Величины быстроходности различных систем гидротурбин характеризуются следующими данными:

Системы турбин	Быстроходность n_s
Ковшовые:	
односопловые	4—35
двухсопловые	17—50
четырехсопловые	24—70
Радиально-осевые:	
тихоходные	80—120
нормальные	120—250
быстроходные	250—350
сверхбыстроходные	350—450
Пропеллерные и поворотно-лопастные	
тихоходные	300—550
нормальные	550—750
быстроходные	750—1 000

1-7. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГИДРОТУРБИНЫ

Величина потерь энергии в турбине зависит как от диаметра рабочего колеса, так и от напора, причем с увеличением диаметра рабочего колеса составляющие потерь энергии в турбине (гидравлические, объемные и механические) относительно уменьшаются, а следовательно, к. п. д. натурной турбины в сравнении с к. п. д. модельной турбины должен увеличиваться.

Теоретическое определение к. п. д. турбины затруднительно из-за недостаточной изученности законов изменения потерь в турбине. Поэтому практически к. п. д. натурной турбины определяется пересчетом с экспериментально полученного к. п. д. модельной турбины по эмпирическим формулам.

Наиболее распространенными из них являются:

а) для турбин, работающих при $H<150$ *м*,

$$\eta = 1 - (1 - \eta_м) \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}, \qquad (1\text{-}17)$$

где η — к. п. д. турбины;

$\eta_м$ — к. п. д. модели;

D_1 — диаметр рабочего колеса турбины;

$D_{1м}$ — диаметр рабочего колеса модели;

б) для турбин, работающих при $H>150$ *м*,

$$\eta = 1 - (1 - \eta_м) \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \sqrt[20]{\frac{H_м}{H}}. \qquad (1\text{-}18)$$

Однако приведенные формулы пересчета дают наименьшие погрешности при оптимальном расчетном режиме работы турбины. При нагрузках, не соответствующих оптимальному режиму, эти формулы дают некоторое преувеличение к. п. д.

При определении к. п. д. натурных ковшовых турбин поправку на изменение диаметра рабочего колеса и напора можно не вводить, если модель испытывалась с диаметром струи более 55 *мм*. В таких случаях к. п. д. натурной турбины можно принимать по модельным испытаниям без пересчета, т. е. считать $\eta = \eta_м$.

1-8. ЯВЛЕНИЕ КАВИТАЦИИ В ГИДРОТУРБИНАХ

В процессе работы гидроагрегата поверхности деталей проточной части турбин подвергаются своеобразному губчатому разрушению (рис. 1-8). Эти разрушения вызываются кавитацией, представляющей собой сложное физическое явление, возникающее в потоке при быстром течении жидкости.

Особенно сильно подвергаются разрушениям от кавитации тыльные поверхности лопастей рабочих колес и поверхности камер рабочих колес осевых турбин, рабочие колеса и фундаментные кольца радиально-осевых турбин. Явление кавитации может приводить к весьма значительным разрушениям турбины.

Кавитация сопровождается шумом, ударами и повышенной вибрацией агрегата. При этом сильно снижаются к. п. д., пропускная способность и мощность турбины.

Одной из главных причин возникновения кавитации считается резкая местная пульсация гидродинамического давления в потоке. При очень высоких скоростях течения жидкости сплошность потока нарушается и в зоне наивысших скоростей образуются полости или каверны, заполненные парами жидкости, величина давления которых определяется температурой окружающей среды. Эти полости и каверны переносятся затем потоком в зону более высоких давлений, где происходит конденсация пара в полостях и их разрыв. Если полости замы-

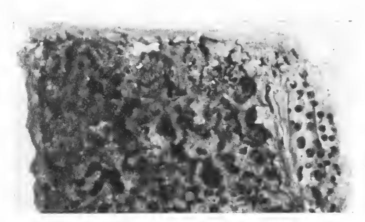


Рис. 1-8. Поверхиость рабочей лопасти, разрушеииая кавитацией.

каются иа поверхиости какой-либо детали, то эта поверхиость иачнает разрушаться. При кавитацин иаблюдаются электрические явлеиия, вызывающие свечеиие кавери, а также иачииают протекать химические реакции, приводящие к окислеиию (коррозии) металла.

Одним из способов борьбы с разрушающнм действием кавитации является примеиеиие кавитациоииостойких матерналов для деталей проточного тракта турбии. Такими материалами в иастоящее время являются пока только хромистые иержавеющне стали.

Одиако иаиболее действеииая борьба с кавнтацией должиа заключаться в обеспечеиии бескавитациоииых условий работы турбииы. Такие условия могут быть созданы выбором соответствующего типа турбииы и иапора, ограинчеииями режимов работы агрегата и расположеинем турбииы отиосительио иижиего бьефа.

В реактивиых турбинах избежать нлн снизнть кавитацию можио, расположив рабочее колесо иад уровием иижиего бьефа или ииже его иа высоте, ие превышающей допускаемой величииы по условиям бескавнтацноиной работы турбииы. Высота расположеиия рабочего колеса реактнвной турбины отиосительио нижиего бьефа называется **высотой отсасываиия** H_s.

Допустимую высоту отсасывания, при которой ие должиа возиикать кавитация, определяют по формуле

$$H_s \leqslant B - \sigma H, \tag{1-19}$$

где B — атмосферное давлеиие на ГЭС, *м вод. ст.*;

H — полный иапор станцин, *м*;

σ — кавитациоиный коэффициеит, определяющнй иачало возиикновения кавитации и представляющий собой отиошенне дииамического вакуума в турбиие к иапору.

Величииа атмосферного давлеиия зависит от высоты расположения гндроэлектростаиции иад уровием моря и приближеиио равиа:

$$B = 10{,}33 - \frac{\overset{|}{\nabla}}{900},$$

где 10,33 — атмосфериое давлеине на уровне моря, *м вод. ст.*;

$\overset{|}{\nabla}$ — абсолютиая отметка оси рабочего колеса турбины над уровнем моря.

Подставив в формулу (1-19) зиачеиие B, получнм:

$$H_s \leqslant 10{,}33 - \frac{\overset{|}{\nabla}}{900} - \sigma H,$$

откуда видно, что высоту отсасывания для данной установки определяет величина **кавитационного коэффициента**, допустимое значение которого будет равно:

$$\sigma = \frac{H_s - 10{,}33 - \frac{\nabla}{900}}{H}. \qquad (1\text{-}20)$$

Определяемый по формуле (1-20) σ обычно называют кавитационным коэффициентом станции $\sigma_{ст}$, так как его величина зависит только от параметров установки.

Мерой пригодности турбины для работы при данном напоре служит кавитационный коэффициент турбины $\sigma_т$, зависящий от формы и размеров проточной части турбины и режимов ее работы. Кавитационный коэффициент турбины определяют опытным путем при модельных испытаниях турбины. Он является определенной величиной для каждого рабочего колеса и в виде соответствующих кривых наносится на универсальную характеристику турбины.

Практически в современных крупных гидротурбинах кавитационный коэффициент колеблется в пределах 0,4—2,0 для осевых турбин и 0,03—0,35 для радиально-осевых турбин.

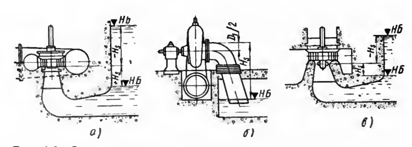


Рис. 1-9. Отсчет высоты отсасывания для турбин различных типов.

Для предупреждения возникновения кавитации при проектировании гидроэлектростанций необходимо учитывать, что кавитационный коэффициент турбины должен быть несколько менее кавитационного коэффициента станции. Этого можно достичь путем применения турбин с малым $\sigma_т$ либо путем увеличения $\sigma_{ст}$. Однако увеличение $\sigma_{ст}$ может привести к значительным заглублениям турбины и, следовательно, к увеличению объема строительных работ. Иногда высоту отсасывания из-за условий кавитации приходится делать отрицательной и устанавливать рабочее колесо под уровнем нижнего бьефа. Поэтому обычно стремятся применять турбину с меньшим $\sigma_т$, т. е. с повышенными кавитационными качествами.

Высота отсасывания H_s для вертикальных поворотно-лопастных и пропеллерных гидротурбин отсчитывается от оси поворота лопастей рабочего колеса до поверхности нижнего бьефа (рис. 1-9,*в*), а для радиально-осевых гидротурбин — от плоскости нижнего кольца направляющего аппарата до поверхности нижнего бьефа (рис. 1-9,*а*). В горизонтальных гидротурбинах высотой отсасывания является расстояние от наивысшей точки лопастей рабочего колеса до поверхности нижнего бьефа (рис. 1-9,*б*). Высота отсасывания считается положительной, если уровень воды в нижнем бьефе находится ниже указанных условных отметок отсчета, и, наоборот, отрицательная высота отсасывания показывает заглубление рабочего колеса под уровень воды в нижнем бьефе.

1-9. МОДЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОТУРБИН

Модельные испытания. Для того чтобы создать гидротурбину и иметь полное представление о ее работе, необходимо знать:

а) энергетические и кавитационные данные турбины во всех возможных режимах работы, т. е. знать, как меняется к. п. д. и кавитационный коэффициент турбины в зависимости от изменения ее мощности и напора;

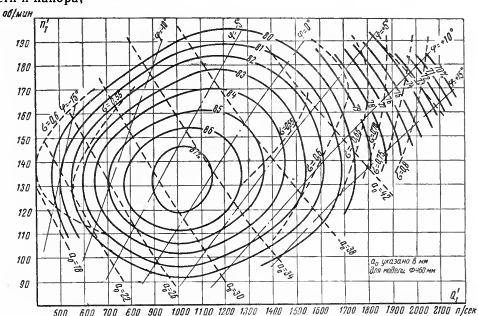


Рис. 1-10. Главная универсальная характеристика поворотнолопастной турбины.

б) какие силы действуют на отдельные элементы турбины при изменении режимов ее работы — на лопасти рабочего колеса, лопатки направляющего аппарата и др.

Однако современные методы расчета элементов проточной части турбины не позволяют только теоретическим путем определить наилучшую конфигурацию ее проточного тракта, обладающего наивысшим к. п. д. и необходимыми кавитационными качествами при заданных напоре и расходе воды. Поэтому при создании турбины обычно рассчитывается несколько вариантов проточной части и изготовляются их модели. Затем все эти модели испытываются в лаборатории и таким путем устанавливаются оптимальные формы проточной части проектируемой турбины.

В соответствии с задачами исследований испытания моделей гидравлических турбин в лабораторных условиях делятся на две основные группы: энергетические и кавитационные. При энергетических испытаниях исследуется зависимость к. п. д. от режима работы данного варианта гидротурбины. Кавитационные испытания позволяют исследовать зависимость кавитационного коэффициента от режима работы.

В результате испытаний модели в широком диапазоне режимов работы составляются характеристики, дающие полное представление о ее энергетических и кавитационных показателях.

Характеристики гидротурбин. Основные результаты энергетических и кавитационных испытаний моделей сводятся в главную универсальную характеристику турбины (рис. 1-10), на которой в координатах при-

веденной скорости вращения n'_I и приведенных расходов Q'_I наносятся линии равных к. п. д. $\eta_м$, линии равных открытий направляющего аппарата a_0, линии равных коэффициентов кавитации σ и линии равных углов поворота лопастей рабочего колеса φ° (для поворотнолопастных турбин).

Турбины различных типов имеют разные формы универсальных характеристик. Чем шире область высокого к. п. д., тем турбина совершеннее. Для более быстроходных турбин область высоких к. п. д. расположена в зоне больших приведенных расходов и высоких приведенных скоростей вращения. Характеристика поворотнолопастной турбины имеет широкую зону к. п. д. как по приведенным расходам, так и по скорости вращения. У радиально-осевых турбин максимальные значения приведенных расходов и скоростей вращения меньше, чем у поворотнолопастных турбин. Ковшовые турбины имеют характеристику, сильно вытянутую по расходам и очень суженную по оборотам. Максимальные значения приведенных расходов и скоростей вращения у этих турбин наименьшие.

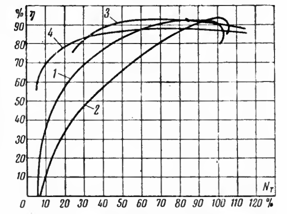


Рис. 1-11. Рабочие характеристики гидротурбин различных типов.

1 — радиально-осевая турбина; *2* — пропеллерная турбина; *3* — поворотнолопастная турбина; *4* — ковшовая турбина.

Универсальные характеристики гидравлических турбин имеют большое значение в практике гидротурбостроения. По ним просто и удобно определяются к. п. д., открытие направляющего аппарата a_0, кавитационный коэффициент $\sigma_т$, угол установки лопастей рабочего колеса φ° в зависимости от режимов работы.

Главные универсальные характеристики построены в приведенных величинах, поэтому пользоваться ими при эксплуатации натурных турбин неудобно. Для суждения о характере изменения к. п. д. в различных режимах работы турбины составляются рабочие характеристики, показывающие зависимость к. п. д. от нагрузки $N_т$ и выражающиеся кривой $\eta = f(N)$ при постоянных напоре H и скорости вращения n.

На рис. 1-11 приведены рабочие характеристики гидротурбин различных типов. Из сравнения этих характеристик видно, что наиболее узкую зону высоких к. п. д. имеют пропеллерные турбины. Они сохраняют высокие значения к. п. д. лишь для расчетной мощности. При изменении мощности к. п. д. пропеллерных турбин резко падает, вследствие чего эксплуатация этих турбин вне оптимального режима сопряжена с большими потерями мощности.

Характеристика поворотнолопастной турбины благодаря возможности поворота лопастей рабочего колеса на оптимальный угол имеет вытянутые в направлении мощности кривые к. п. д. Турбины этого типа сохраняют высокие значения к. п. д. в большом диапазоне изменения мощности, имеют более высокий среднеэксплуатационный к. п. д.

Рабочая характеристика радиально-осевой турбины является в этом отношении промежуточной между характеристиками пропеллерных и поворотнолопастных гидротурбин. Значения к. п. д. радиально-осевых турбин в оптимуме очень высоки, но турбины эти имеют более узкую зону максимальных к. п. д. и меньшие значения коэффициента быстро-

ходностн, т. е. в равиых условнях их скорости вращення ниже, а размеры рабочнх колес больше.

Ковшовые турбнны сохраияют высокое значеиие к. п. д. при диапазоиах нзмеиення мощиости еще больших, чем у поворотиолопастных турбин.

Рабочне характернстики иеудобны для получеиня полного представлеиия о всех режнмах работы вследствне того, что для каждого рабочего напора иеобходимо нметь отдельную крнвую, н, кроме того, эти характернстикн ие показывают кавитациоиных даниых турбнны. Поэтому, пользуясь отдельиымн рабочнми характеристикамн, строят экс-

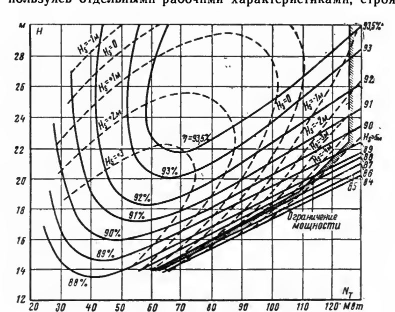


Рис. 1-12. Эксплуатационная уииверсальиая характеристика поворотнолопастной турбииы.

плуатациоиную уннверсальную характернстнку (рис. 1-12), на которой прн постояиной скоростн вращення n в коордннатах иапора H н мощностн $N_т$ наиосятся лнннн равных к. п. д. н лннни равных высот отсасываиня H_s. На характернстнку наносятся также лннни ограннчення мощиостн, устаиавлнваемые при напорах ннже расчетиого — параметрамн турбнны, а выше — параметрамн генератора.

Эксплуатацнонные уиннверсальные характернстикн, определяющне взаимную связь основных параметров гидротурбнн н показывающне завиcнмость к. п. д. турбнны от нагрузкн н напора прн нормальной скоростн вращення, имеют большое значенне для органнзацни правильной эксплуатацин энергетнческого оборудовання гндроэлектростанции.

Построенне рабочих н эксплуатацнонных уннверсальных характеристнк пронзводнтся на основе уннверсальной характернстнкн моделн выбранного тнпа рабочего колеса для данного днаметра D_1 н скорости вращеиия n для напоров в днапазоне работы стаицнн.

Разгонные характернстнкн. Еслн работающнй агрегат отключить от сетн, не закрывая направляющего аппарата, то агрегат будет быстро повышать скорость вращеиия, которая спустя иекоторое время достигиет максимальиой величины, иазываемой разгонной скоростью вращения.

Велнчнны разгоиных скоростей вращения гндроагрегата иеобходимо знать для расчета на прочность вращающихся деталей турбин и генераторов (рабочего колеса турбнны, ротора генератора, вала

и др.). Одиако теоретически подсчитать разгоиные обороты ие представляется возможным, н поэтому их определяют экспернментальным путем на моделях турбнн.

Прн испытаннях модель доводится до разгонной скорости вращения н строится специальная разгонная характернстнка, на которой дается крнвая разгонной прнведениой скорости вращення n'_{Ip} в завнснмостн от открытия направляющего аппарата.

Разгонная скорость вращення иатурийй турбиины вычнсляется по формуле

$$n_р = n'_{Ip} \frac{\sqrt{H_{макс}}}{D_1}. \qquad (1\text{-}21)$$

Для турбии с иеподвижными рабочими лопастямн разгонная скорость вращеиия зависит от открытия направляющего аппарата н напора воды, а для поворотнолопастных, кроме того, н от угла устаиовкн лопастей. Наивысшая разгонная скорость вращення получается при полном открытии иаправляющего аппарата нли близком к нему. Для поворотнолопастиых турбии иаивысшая разгонная скорость вращеиия достнгается в случаях, когда направляющнй аппарат полиостью открыт, а лопастн рабочего колеса нмеют небольшой угол установкн.

Опыты иа моделях показывают, что иаибольшие разгоиные скорости вращення бывают у поворотиолопастиых турбнн, несколько меньшне — у раднально-осевых и наимеиьшие — у ковшовых.

Осевое давление воды. Поток воды, проходя через рабочее колесо, а у раднально-осевых турбин н проинкая частнчио через зазоры в полостн над рабочнм колесом н под ннм, вызывает осевое усилие, действующее на ротор агрегата. Величнну этого усилия необходимо знать для расчета деталей турбииы (вала, лопастей рабочего колеса н др.), а также подпятннка агрегата.

Приближеиио величиину осевого усилия можно определнть по эмпирнческой формуле

$$P_{ос} = k \frac{\pi}{4} D_1^2 H_{макс}, \qquad (1\text{-}22)$$

где k — коэффнциент, зависящий от типа колеса.

Для радиально-осевых турбин коэффнцнеит k зависит от быстроходиости рабочего колеса, а для поворотиолопастных — от количества лопастей. Зиачеиия этого коэффицнеита даиы в табл. 1-1.

Таблица 1-1

Величины коэффициента k для определения осевого давления воды

Радиально-осевые турбины		Поворотнолопастные турбины	
Коэффициент быстроходности n_s	k	Число лопастей рабочего колеса	k
90	0,07—0,12	4	0,85
100	0,08—0,14	5	0,87
190	0,20—0,26	6	0,90
200	0,22—0,28	7	0,93
235	0,28—0,34	—	—
280	0,34—0,41	—	—

1-10. НОМЕНКЛАТУРА ГИДРОТУРБИН

Спецнфнка гндроэнергетики требует нзготовлення гндротурбнн самых разлнчных мощностей, типов, размеров н конструкций. С целью большего едииообразня тнпов и размеров прнмеияемых рабочнх колес

гидротурбин в СССР введена общая номенклатура реактивиых гидротурбнн, обязательная для проектных н строительных гндроэнергетнческих организаций и заводов-нзготовнтелей.

Сущность номенклатуры заключается в том, что весь вероятный на практнке диапазон прнменення реактнвных (раднально-осевых н поворотнолопастных) вертикальных гидротурбнн по напору от 3 до 500 *м* разбнвается на участкн, охватываемые нанменьшнм чнслом заранее установленных типов (серий) рабочнх колес гндротурбин. Каждый тип включает ряд рабочих колес нормалнзованных днаметров, которые обеспечивают покрытне диапазона требуемых мощностей.

Номенклатура гидротурбнн устанавливает:

маркнровку гидротурбин;

типы рабочих колес;

типы установок;

ряды диаметров рабочнх колес.

Марка турбнны включает три обозначения, отделенных друг от друга черточкамн: тип рабочего колеса — тип установки — диаметр рабочего колеса.

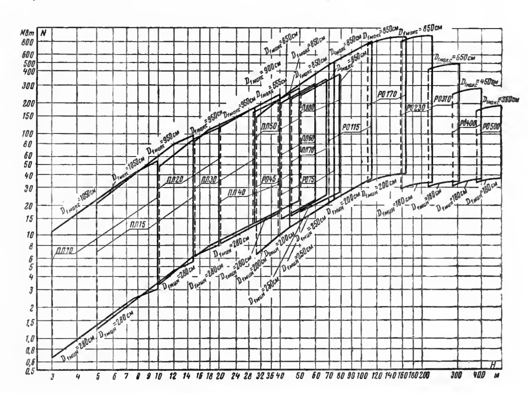


Рис. 1-13. Сводный график номенклатуры крупных вертикальных гидротурбин.

Условное обозначенне тнпа рабочего колеса состоит из обозначення снстемы турбины (ПР — пропеллерная, ПЛ — поворотнолопастная, РО — радиально-осевая) и велнчнны максимального напора. Пример условного обозначення тнпов рабочих колес в номенклатуре: ПЛ40, РО75.

Тнп установкн обозначается одной буквой, указывающей расположение вала турбнны: В — вертнкальный вал, Г — горнзонтальный.

Размер турбнны указывается в марке номнинальным диаметром рабочего колеса D_1, выраженным в сантнметрах.

Таким образом, маркировка ПЛ40-В-500 означает поворотнолопастную гидротурбину с рабочим колесом типа ПЛ40, с максимальным напором 40 *м*, с вертикальным валом и диаметром рабочего колеса $D_1 = 5{,}0$ *м*. Маркировка РО75-В-750 означает радиально-осевую гидротурбину с рабочим колесом типа РО75, с максимальным напором 75 *м*, с вертикальным валом и диаметром рабочего колеса $D_1 = 7{,}5$ *м*.

На рис. 1-13 приведен график номенклатуры крупных вертикальных гидротурбин, на котором в логарифмических координатах напора и мощности указаны области применения каждого из включенных в номеклатуру типов рабочих колес. Таких типов в этой номенклатуре принято: для поворотнолопастных турбин — девять и для радиально-осевых — восемь. Номенклатура охватывает рабочие колеса турбин диаметром: поворотнолопастных — от 2,8 до 10,5 *м*, а радиально-осевых — от 1,8 до 8,5 *м*.

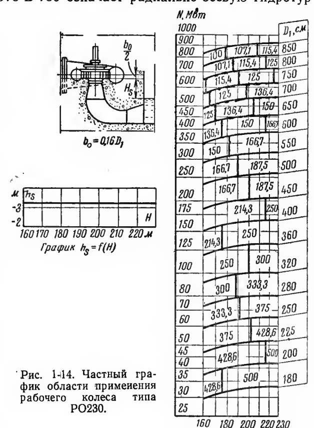


Рис. 1-14. Частный график области применения рабочего колеса типа РО230.

Границы мощностей каждого типа рабочего колеса определяются принятыми максимальными и минимальными диаметрами рабочих колес, проставленными у соответствующих наклонных линий. Границы применения рабочих колес по напору установлены ориентировочно, исходя из обычных допускаемых на практике экономически целесообразных высот отсасывания, а также из условия прочности лопастей.

Частные графики областей применения отдельных типов рабочих колес (рис. 1-14) построены в тех же координатах, что и сводный график, но с дополнительными данными, позволяющими определить размер турбины (диаметр рабочего колеса) и скорость вращения. На графике каждому нормализованному диаметру рабочего колеса соответствует определенная область мощностей и напоров, очерченная параллелограммом. В каждом параллелограмме показаны также и наивыгоднейшие скорости вращения (*об/мин*) применительно к синхронной скорости вращения генератора при частоте 50 периодов в секунду.

На графиках показаны вспомогательные кривые h_s для определения допустимых высот отсасывания, с помощью которых максимально допустимая высота отсасывания для данной гидроэлектростанции определяется по формуле

$$H_s = h_s - \frac{\nabla}{900},$$

где h_s — допустимая высота отсасывания турбины на уровне моря, *м*;

∇ — отметка турбины над уровнем моря, *м*.

Кривые h_s на графиках для поворотнолопастных турбин построены при максимальных и минимальных приведенных расходах, а для радиально-осевых — при максимальных.

1-11. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОТУРБИН

Предварительный подбор турбины может быть произведен по сводному графику номенклатуры и частным графикам области применения турбин.

В этом случае по расчетному напору и номинальной мощности, соответствующей этому напору, из сводного графика выбирают систему турбины и тип рабочего колеса. Диаметр рабочего колеса, скорость вращения и допустимую высоту отсасывания определяют по частному графику области применения выбранного типа рабочего колеса.

Полученные таким образом параметры турбины в дальнейшем уточняют расчетом, пользуясь главными универсальными характеристиками, разработанными заводами-изготовителями по результатам испытаний моделей каждого типа рабочего колеса. Это уточнение производится по установленным проектной организацией данным: напору максимальному $H_{макс}$, расчетному $H_р$, минимальному $H_{мин}$ и средневзвешенному $H_{ср}$, мощности турбины $N_т$, отметкам верхнего и нижнего бьефа.

Номинальный диаметр рабочего колеса (*м*) проверяется по формуле (1-11):

$$D_1 = \sqrt{\frac{N_т}{9{,}81\eta_т Q'_I H_р \sqrt{H_р}}},$$

где $N_т$ — в киловаттах, $H_р$ — в метрах.

К. п. д. гидротурбины в этом случае оценивается предварительно: для радиально-осевых турбин 0,88—0,90, а для поворотнолопастных турбин 0,84—0,86. Приведенный расход Q'_I принимается по универсальной характеристике модели рабочего колеса выбранного типа.

Подсчитанный диаметр рабочего колеса округляется до ближайшего нормализованного. Диаметр поворотнолопастных турбин, предназначаемых для работы в условиях значительных колебаний напора, целесообразно выбирать по наименьшему расчетному напору, при котором должна быть обеспечена номинальная мощность. По этому же напору определяется допустимая высота отсасывания.

Скорость вращения турбины определяется при средневзвешенном напоре по формуле (1-11). При этом значение n'_I выбирается по характеристике на линии, проходящей через точку максимального к. п. д. или несколько выше. Поправку $\Delta n'_I$ можно принимать для всех точек характеристики постоянной, вычислив ее для оптимальной точки по формуле

$$\Delta n'_I = n'_I \left(\sqrt{\frac{\eta}{\eta_м}} - 1\right).$$

По исправленному значению n'_I определяется скорость вращения n и округляется до ближайшей большей синхронной скорости вращения генератора.

Высота отсасывания определяется по формуле (1-19)

$$H_s = 10{,}0 - \frac{\nabla}{900} - k\sigma H,$$

где $k = 1{,}05 \div 1{,}1$ — практический коэффициент запаса;

∇ — отметка оси рабочего колеса;

σ — принимается по универсальной характеристике рабочего колеса.

Обычно гидротурбины работают в перемениом режиме, т. е. прн нзменяющемся иапоре и мощиостн изменяются расход турбииы, ее к. п. д. н коэффициент кавнтацни, а скорость вращеиня турбииы сохраняется постоянной. Поэтому для правнльиой эксплуатации гидроагрегата важно знать взаимную связь основных параметров турбнны. Для этого после определення днаметра рабочего колеса и скоростн вращення пронзводнтся построенне эксплуатацнонной уинверсальной характернстикн.

ГЛАВА ВТОРАЯ

КОНСТРУКЦИИ ГИДРОТУРБИН

2-1. ПРОТОЧНЫЙ ТРАКТ ГИДРОТУРБИН

Проточный тракт крупной современиой реактивной вертнкальной гндротурбниы обычной конструкцни (рис. 2-1) состонт нз следующнх основных элементов: турбнниой камеры *1*, статора *2*, направляющего аппарата *3*, рабочего колеса *4*, камеры рабочего колеса *5* (в раднально-осевых турбннах такая камера отсутствует) н отсасывающей трубы *6*.

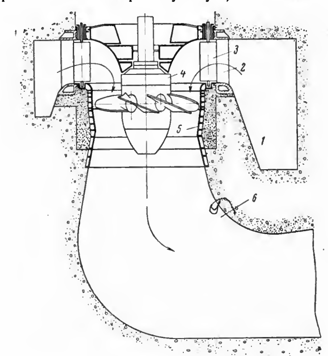


Рис. 2-1. Схема проточиого тракта реактивиой гидротурбииы.

Турбииная камера, имеющая чаще всего спиральиую форму, служит для подвода воды к иаправляющему аппарату турбииы. Из турбннной камеры вода поступает в статор турбнны, предназначенный для передачи нагрузкн иа фундамент установкн от веса неподвижных и вращающнхся частей агрегатов, осевого гидравлнческого давлення воды на рабочее колесо н веса бетонного перекрытня. Колоны статора профнлнруются по направлеиию потока воды.

Пройдя колоины статора, вода поступает на лопатки направляющего аппарата, имеющего двоякое назначеине — придать движеиию

воды нужное направление при входе на рабочее колесо и регулировать количество воды, поступающей в турбину. Для этого устанавливаются поворотные направляющие лопатки, имеющие обтекаемую форму. При полностью закрытых лопатках направляющий аппарат выполняет роль закрытого затвора.

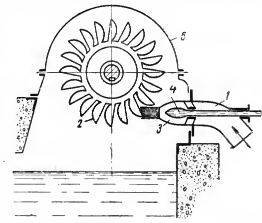


Рис. 2-2. Схема проточного тракта активной гидротурбины.

Из направляющего аппарата вода поступает в рабочее колесо, конструкция которого зависит от системы турбины, а далее в отсасывающую трубу и затем в нижний бьеф или отводящий канал.

Проточная часть активных ковшовых турбин (рис. 2-2) существенно отличается от проточной части реактивных турбин. Подвод воды из напорного трубопровода *1* к рабочему колесу *2* осуществляется посредством сопла *3* и подвижной иглы *4*, которые в данном случае являются направляющим аппаратом. Механизмы турбины сверху закрыты кожухом *5*.

Сопло представляет собой сходящийся конический насадок, из отверстия которого струя с большой скоростью попадает на лопасти рабочего колеса (ковши) и заставляет его вращаться. Помещенная внутри сопла игла, перемещаясь в продольном направлении, меняет его выходное сечение и диаметр выходящей струи, регулируя этим расход воды и мощность турбины.

2-2. ТУРБИННЫЕ КАМЕРЫ

Подвод воды к рабочим органам реактивных турбин осуществляется через турбинные камеры различных конструкций: открытые, кожуховые, спиральные бетонные и металлические. Выбор конструкции камеры определяется в основном напором и размерами турбины.

Наиболее распространенной формой турбинной камеры является спиральная камера, применяемая для средних и крупных турбин. Радиальные сечения этой камеры постепенно уменьшаются от входа к концу ее. В зависимости от напора спиральные камеры выполняются бетонными или металлическими (рис. 2-3). Для напоров до 40 *м* у вертикальных гидротурбин обычно применяются бетонные спиральные камеры. При более высоких напорах спиральные камеры изготовляются металлическими сварными или литыми.

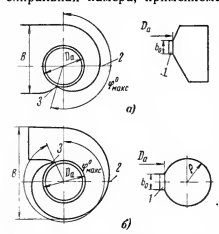


Рис. 2-3. Схемы спиральных камер. *а* — бетонная таврового сечения; *б* — металлическая круглого сечения; *1* — колонна статора; *2* — ось турбины; *3* — зуб спирали.

Габариты спиральной камеры определяются углом охвата спирали и площадью входного сечения, которая зависит от скорости потока во входном сечении камеры и расчетного расхода.

Крупные металлические спирали для средне- и высоконапорных турбин обычно имеют угол охвата 345—360°. В низконапорных турбинах с бетоны-

ми спиральными камерами угол охвата принимают не менее 180°.

Статор турбины устанавливается по внутреннему диаметру спиральной камеры и является промежуточной деталью проточного тракта между спиральной камерой и направляющим аппаратом. Применяются статоры только в бетонных и металлических сварных спиральных камерах вертикальных гидротурбин.

2-3. НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ ГИДРОТУРБИН

Направляющий аппарат реактивных гидротурбин служит для подвода потока к рабочему колесу и регулирования расхода воды через турбину в зависимости от нагрузки и скорости вращения гидроагрегата. В закрытом положении направляющий аппарат полностью прекращает доступ воды к рабочему колесу.

Изменение расхода воды через турбину и угла входа потока на лопасти рабочего колеса производится поворотом лопаток направляющего аппарата. Создание безударного входа потока на лопасти рабочего колеса поворотнолопастных турбин во всех режимах работы ги-

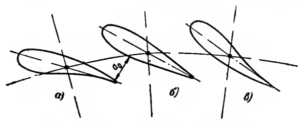


Рис. 2-4. Профили направляющих лопаток.
а — вогнутый; *б* — симметричный; *в* — выпуклый.

дроагрегата осуществляется одновременно поворотом лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

Положение направляющих лопаток в процессе регулирования определяется открытием направляющего аппарата a_0, т. е. кратчайшим расстоянием между выходной кромкой лопатки и телом соседней лопатки (рис. 2-4).

Профиль и размеры направляющих лопаток выбираются в зависимости от габаритов и типа спиральной камеры, а также типа рабочего колеса. На рис. 2-4 приведены три наиболее распространенных профиля направляющих лопаток: вогнутый, выпуклый и симметричный.

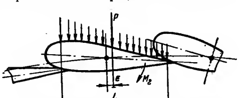


Рис. 2-5. Схема сил, действующих на лопатки направляющего аппарата.

При выпуклом профиле поток, проходя через лопатки направляющего аппарата, дополнительно закручивается перед рабочим колесом. Лопатки выпуклого профиля применяются в турбинах, устанавливаемых в открытых или котельных камерах.

При лопатках вогнутого профиля поток, наоборот, раскручивается на входе в рабочее колесо. Применяются такие лопатки в радиально-осевых турбинах со спиральными камерами.

В поворотнолопастных турбинах применяются обычно направляющие лопатки наиболее простого симметричного профиля.

На рис. 2-5 изображена схема сил, действующих на лопатки направляющего аппарата в закрытом положении. Равнодействующая

давления P приложена в точке, отстоящей от оси поворота лопатки на величину эксцентриситета ε в сторону выходной кромки лопатки. Величина эксцентриситета обычно принимается в пределах $(0{,}03 \div 0{,}05)\ L$. Эксцентриситет, при котором гидравлический момент $M_г$ действует на открытие, считается положительным. В случае отрицательного эксцентриситета направляющий аппарат будет стремиться к самозакрытию.

Направляющий аппарат ковшовой турбины является органом, в котором происходит преобразование энергии давления в скоростной напор. Он служит также для плавного изменения расхода воды при регулировании турбины. Эти функции выполняются соплом круглого сечения с соосной ему иглой, перемещающейся в осевом направлении.

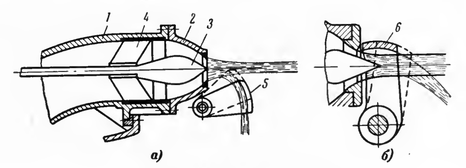


Рис. 2-6. Сопло ковшовой турбины.
а — сопло с отсекателем струи; *б* — отклонитель струи.

Сопло (рис. 2-6,*а*) состоит из колена *1*, насадка *2* и иглы *3*, опирающейся на крестовину *4*. Очертания насадка и иглы, обеспечивающие высокий к. п. д. сопла, получают опытным путем на основе данных модельных испытаний. При перемещении иглы вдоль оси сопла размеры кольцевой щели между насадком и иглой изменяются, вследствие чего изменяется и расход воды. Размеры насадка и иглы, а также число сопел зависят от величины расхода, который необходимо пропустить через турбину при данном напоре.

В случае необходимости быстрого закрытия турбины надо сразу прекратить подачу воды на рабочее колесо. Если это сделать закрытием отверстия сопла иглой, то в подводящем трубопроводе возникнет гидравлический удар, в результате чего может произойти авария. Поэтому при необходимости скорого закрытия турбины воду от колеса быстро отводят специальным устройством — отсекателем или отклонителем. Отсекатель *5* врезается в струю и отсекает ее частично или полностью, а отклонитель *6* (рис. 2-6,*б*) отводит струю в сторону от рабочего колеса. Таким образом, подача воды на рабочее колесо прекращается.

Отсекатели и отклонители связаны рычажной передачей с сервомотором иглы через специальное устройство, позволяющее осуществить быстрый подвод отсекателя и медленный отвод его от струи по мере передвижения самой иглы.

2-4. РАБОЧИЕ КОЛЕСА

Рабочее колесо радиально-осевой турбины (рис. 2-7) состоит из трех основных элементов: ступицы *1*, лопастей *2* и нижнего обода *3*.

Особенностью конструктивного выполнения рабочих колес радиально-осевого типа является радиальный вход на лопасти и осевой выход воды из колеса, а также наличие нижнего обода, охватывающего на-

ружиые кромки лопастей. Рабочне колеса этого типа прнменяются для широкого днапазоиа иапоров и коэффициентов быстроходности n_s.

Для обеспечеиия высоких эиергетических показателей турбииы лопасти рабочего колеса выполняют сложной пространственной формы. Число лопастей зависнт от быстроходности рабочего колеса и прнимается от 9 у ннзконапориых быстроходиых рабочих колес до 21 у высоконапорных тнхоходных колес.

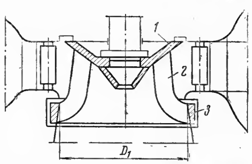


Рис. 2-7. Рабочее колесо радиально-осевой турбииы.

Для сокращения непроизводительных протечек воды иа инжнем ободе и ступнце рабочего колеса устаиавливаются щелевые или гребеичатые уплотиеиня. В результате гидравлических потерь вода, проходя через узкую щель или гребеиь, теряет напор, а следовательио, умеиьшаются протечкн—объемные потери и тем самым увеличнвается к. п. д. турбиин. Щелевые уплотиения с зазорами до 2,5 *мм* прнмеияют в рабочих колесах для напоров до 70—100 *м*. При более высокнх иапорах применяют гребенчатые уплотиения с зазорами 1—1,5 *мм*. На уплотиеинях иногда для увеличения сопротивлеиня делают иарезку, направлеине которой противоположио вращеиию турбииы.

Рабочее колесо поворотиолопастиой турбины (рис. 2-8) отличается от колеса радиальио-осевой турбииы отсутствием ннжиего обода, мень-

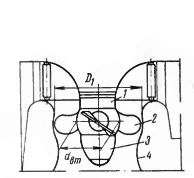


Рис. 2-8. Рабочее колесо поворотнолопастной турбины.

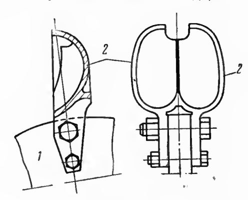


Рис. 2-9. Рабочее колесо ковшовой турбины.

шим количеством лопастей и возможностью нх поворота вокруг своей оси. Оно состоит из корпуса (втулкн) *1*, рабочих лопастей *2* н обтекателя *3*.

Колнчество лопастей, а соответственно н диаметр втулки колеса увелнчиваются с повышением иапора. При напорах до 20 *м* принимают обычно 4 лопасти, а прн напорах 40—80 *м* — до 8 лопастей. Днаметр втулки увеличивается с повышеинем числа лопастей и колеблется в пределах от 0,35 до 0,6 D_1.

Механизм поворота лопастей (сервомотор) в отечественных поворотиолопастных турбииах, как правило, располагается в корпусе рабочего колеса. В зарубежиой практнке сервомоторы иногда помещают во фланцевом соедииеиин валов турбины и генератора лнбо во втулке ротора геиератора.

Рабочее колесо располагается в камере *4* с небольшими зазорами, составляющими до $0{,}001\,D_1$. Обычно часть камеры рабочего колеса, расположенная выше оси поворота лопастей, выполняется цилиндрической, а нижняя часть — сферической. Это обеспечивает при повороте лопастей минимальные и постоянные зазоры, что приводит к уменьшению протечек воды, а следовательно, к повышению к. п. д.

Рабочее колесо ковшовой турбины (рис. 2-9) состоит из диска *1* и размещенных по его окружности лопастей *2,* имеющих форму двух симметричных ковшей, разделенных острой кромкой — ножом. Поступающая на лопасть напорная струя разделяется ножом на две части, обтекающие внутренние поверхности лопастей. Обычно рабочее колесо имеет от 18 до 26 лопастей (ковшей).

2-5. ОТСАСЫВАЮЩИЕ ТРУБЫ

Отсасывающая труба (рис. 2-10) реактивной гидротурбины служит для отвода воды из рабочего колеса в нижний бьеф с наименьшими потерями.

Применение отсасывающей трубы дает возможность располагать рабочее колесо турбины выше уровня нижнего бьефа без потери напора и полезно использовать значительную часть кинетической энергии потока, выходящего из рабочего колеса. Особенно важное значение отсасывающая труба имеет для низконапорных гидротурбин, где поток за рабочим колесом сохраняет еще до 40—50% общего запаса энергии.

При наличии отсасывающей трубы под рабочим колесом образуется вакуум и общий напор, действующий на лопасти рабочего колеса турбины, будет складываться из статического напора, равного разности отметок верхнего бьефа и выходного сечения рабочего колеса, и вакуума под рабочим колесом.

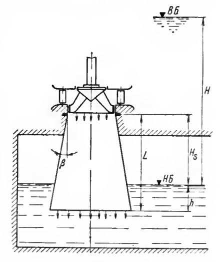


Рис. 2-10. Схема прямоосной отсасывающей трубы.

Использование кинетической энергии потока, уходящего из рабочего колеса, осуществляется путем создания дополнительного разрежения под рабочим колесом, для чего отсасывающая труба выполняется в виде конического расходящегося насадка. При такой конструкции отсасывающей трубы скорости потока на выходе из нее получаются значительно меньшими, чем на входе, и, следовательно, уменьшаются потери энергии потока. Однако величина высоты отсасывания и конусность отсасывающей трубы имеют определенные пределы, обусловленные опасностью возникновения кавитации.

Наилучшей формой отсасывающей трубы, обеспечивающей минимальные потери, является прямой конус с углом конусности 4—6° на сторону. Но такие трубы можно применять только на вертикальных турбинах небольшой мощности и на горизонтальных турбинах, так как при необходимой длине этих труб $L=(4\div5)D_1$ для крупных вертикальных турбин требуется большое заглубление машинного здания, что значительно увеличивает объемы строительных работ. Поэтому для круп-

ных гндротурбии примеияют изогиутые отсасывающие трубы, имеющие высоту, ие более $2{,}6D_1$.

Изогиутая отсасывающая труба (рис. 2-11) состоит из конического расходящегося патрубка *1*, колеиа *2* и горизоитального раструба *3*. Габарнты изогнутой отсасывающей трубы при прннятой шириие определяются двумя осиовными размерамн: высотой h и длниой L. Достаточио хорошие энергетнческне показателн имеют отсасывающне трубы высотой $h=(1{,}9\div2{,}3)D_1$ и длиной $L=(3{,}5\div4{,}5)D_1$.

Рис. 2-11. Схема изогнутой отсасывающей трубы.

Снނженне высоты h позволяет уменьшнть заглубление подошвы здання стаиции н сократить объем земельно-скальных н бетонных работ. Одиако это прнводит к уменьшенню к. п. д. турбииы.

Изогнутые отсасывающне трубы обычно выполняются бетонными, но на выходе нз рабочего колеса в местах высокнх скоростей потока (свыше 5 *м/сек*) поверхиость бетона предохраняется от разрушеиия примеиеннем металлнческих листовых свариых облнцовок.

2-6. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ ГИДРОТУРБИН

В завнснмости от расположення вала гндротурбнны всех типов разделяются на вертнкальиые н горнзонтальные.

Вертнкальные гндроагрегаты нмеют ряд существенных преимуществ:

отсутствие тяжело иагруженных радиальных подшнпников;

удобство расположеиия спиральной камеры в здании станции;

возможность заглублення рабочего колеса нже уровня нижнего бьефа с целью повышення его кавитационных свойств;

удобство моитажа, демонтажа и обслужнвания гидроагрегата в процессе эксплуатацни.

Одиако вертнкальное исполиение гндроагрегатов получнло широкое распространенне только с созданием гндротурбнн большой мощности н возможностью нзготовления для нних нндивндуальных гидрогенераторов. В настоящее время почти все крупные турбнны выполняются вертнкальными.

Недостаткамн крупных вертикальиых гндротурбии являются изогиутая отсасывающая труба, уступающая по гндравлическим качествам прямой отсасывающей трубе, и большая высота подводной частн машнного здаиия.

Горизоитальиые гидротурбииы малой и средней мощиости в прошлом преимущественно прнменялнсь в качестве прнвода траисмиссий, а также в совместной работе с горизонтальиыми сернйными генераторамн.

При строительстве совремеиных крупных н срединх гидроэлектростаиций применяются в основном поворотиолопастные, радиальио-осевые и ковшовые гндротурбины, поэтому в иастоящем учебиике рассматриваются гидроагрегаты с турбииами этих снстем.

Радиально-осевые гидротурбины примеияются для широкого диапазона иапоров (от 30 до 450 *м*). Мощиость такнх турбнн достнгает в настоящее время 500 тыс. *квт*. Конструкцни турбни завнсят от велнчины напора, но общая схема вертнкальных турбнн этой снстемы практически

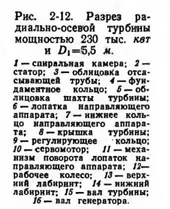


Рис. 2-12. Разрез радиально-осевой турбины мощностью 230 тыс. *квт* и D_1=5,5 *м*.

1 — спиральная камера; *2* — статор; *3* — облицовка отсасывающей трубы; *4* — фундаментное кольцо; *5* — облицовка шахты турбины; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *8* — крышка турбины; *9* — регулирующее кольцо; *10* — сервомотор; *11* — механизм поворота лопаток направляющего аппарата; *12* — рабочее колесо; *13* — верхний лабиринт; *14* — нижний лабиринт; *15* — вал турбины; *16* — вал генератора.

одинакова. Подвод воды к рабочему колесу осуществляется, как правило, металлической спиральной камерой преимущественно круглого сечения через многолопаточный направляющий аппарат. Отвод воды производится изогнутой отсасывающей трубой. Рабочее колесо турбины с помощью фланца присоединяется к валу, который поддерживается в строго вертикальном положении направляющим подшипником, установленным в крышке турбины. На крышке турбины смонтировано регулирующее кольцо с механизмами поворота направляющих лопаток, а в последних конструкциях крупных гидротурбин на крышке устанавливаются и сервомоторы направляющего аппарата, являющиеся приводом регулирующего кольца.

На рис. 2-12 изображена одна из самых мощных в мире радиально-осевая турбина с рабочим колесом диаметром $D_1=5{,}5$ *м*, установленная на Братской ГЭС. Мощность ее составляет 230 тыс. *квт* при напоре 100 *м* и скорости вращения 125 *об/мин*.

Еще более мощная гидротурбина с рабочим колесом диаметром 7,5 *м* и мощностью 508 тыс. *квт* при напоре 95 *м* устанавливается в настоящее время на Красноярской ГЭС. Отечественное гидротурбостроение освоило также и высоконапорные радиально-осевые турбины на напоры 300 *м* и более.

Поворотнолопастные турбины имеют значительные энергетические преимущества в сравнении с радиально-осевыми турбинами:

большую быстроходность и пропускную способность, а также более высокий к. п. д. при частичных нагрузках;

спокойную и надежную работу при изменении действующего напора в широких пределах.

Вследствие этого поворотнолопастные гидротурбины получили большое распространение при сооружении низконапорных гидроэлектростанций, и в настоящее время их стремятся применять при более высоких напорах. В зарубежной и отечественной практике эти турбины уже используют при напорах до 80 *м*. Однако применение поворотнолопастных турбин при более высоких напорах сдерживается повышением кавитационного коэффициента в сравнении с радиально-осевыми турбинами и необходимостью вследствие этого практически неэкономичных заглублений рабочего колеса.

Конструктивно поворотнолопастные турбины выполняются таким образом, что лопасти рабочего колеса поворачиваются автоматически на наиболее выгодный угол одновременно с изменением открытия направляющего аппарата, чем достигается наилучшее использование турбины при всех режимах работы.

Общая конструктивная схема вертикальных поворотнолопастных турбин аналогична схеме радиально-осевых турбин, однако конструкция поворотнолопастных турбин гораздо сложнее из-за необходимости поворота лопастей рабочего колеса. Усложнена также и система регулирования вследствие одновременного регулирования поворота лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса.

На рис. 2-13 в качестве примера показана установленная на Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС наиболее крупная в мире поворотнолопастная гидротурбина мощностью 115 тыс. *квт* с рабочим колесом диаметром $D_1=9{,}3$ *м*, работающая при напоре 20 *м* со скоростью вращения 68,2 *об/мин*.

Ковшовые гидротурбины предназначаются для высоких напоров (от 300 до 1 800 *м*) и достигают значительных мощностей. Так, имеются ковшовые турбины мощностью 100 тыс. *квт*, работающие при напоре 760 *м*. На гидростанциях небольшой мощности такие турбины ставят и на напоры 70—100 *м*.

В отечественной гидроэнергетике ковшовые турбины не имеют большого применения. Однако прн высоких напорах свыше 500 *м* могут быть использованы в энергетике пока только ковшовые турбнны.

Ковшовые турбины выполняются с горизонтальным или вертикальным расположением вала. Горизонтальные турбины изготовляются с одним нли двумя колесами на валу. Подвод воды к рабочему колесу осуществляется одним или двумя соплами. В турбинах с вертикальным валом применяются от двух до шести сопел.

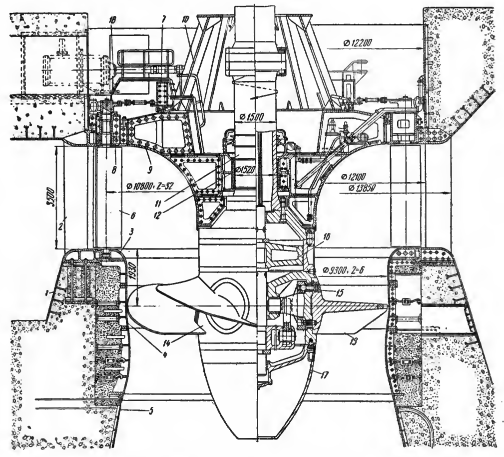


Рис. 2-13. Разрез поворотнолопастной турбины мощностью 115 тыс. *квт* и $D_1=9{,}3$ *м*.
1 — облицовка спирали; *2* — статор; *3* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *4* — камера рабочего колеса; *5* — облицовка отсасывающей трубы; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — регулирующее кольцо; *8* — верхнее кольцо направляющего аппарата; *9* — крышка турбины; *10* — опора подпятника; *11* — вал; *12* — подшипник; *13* — рабочая лопасть; *14* — втулка колеса; *15* — уплотнение лопасти; *16* — сервомотор рабочего колеса; *17* — обтекатель; *18* — сервомотор направляющего аппарата.

Проточная часть ковшовых турбнн состонт из напорного коллектора (одного илн нескольких), подводящнх сопел, регулнрующей иглы, рабочего колеса и кожуха.

Одна из самых крупных ковшовых гндротурбин, установленная на гидроэлектростанции Куробегава (Япония), показана на рис. 2-14. Турбина вертикальная шестисопловая развнвает мощность 100 тыс. *квт* при напоре 580 *м* и скорости вращения 380 *об/мин*. Рабочее колесо турбины диаметром 2,64 *м* имеет 22 ковша (лопасти).

Диагональные турбины с поворотнымн лопастями, предложенные В. С. Квятковским, являются принцнпиально новым типом гндротурбин. За рубежом подобные турбины разработаны инж. Дериацем и уста-

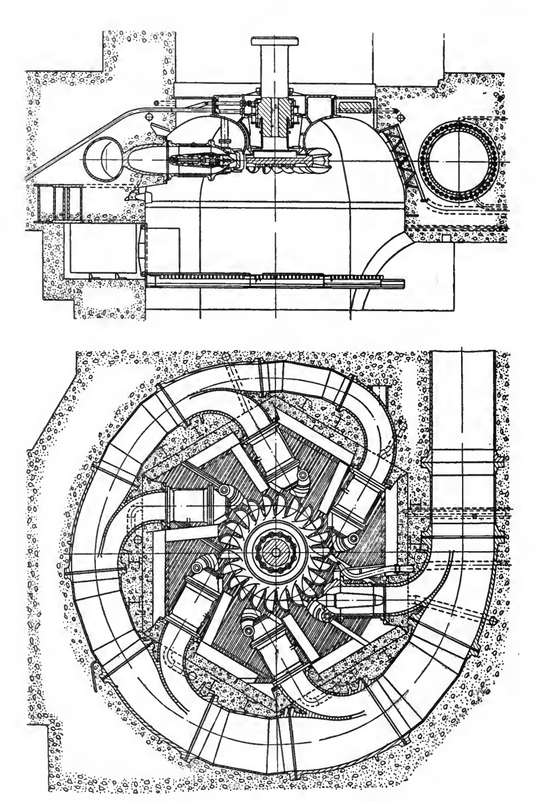


Рис. 2-14. Ковшовая турбина мощностью 100 тыс. *квт*.

новлены на ряде гидроэлектростанций, в том числе на гидроаккумулирующих.

В схеме диагональной турбины, показанной на рис. 2-15, металлическая спираль примыкает к коническому статору и сваривается с ним. Конический направляющий аппарат имеет профилированные лопатки переменного по высоте профиля. Вследствие конусного расположения направляющих лопаток опорные фланцы их подшипников предусмотрены шаровидной формы, что обеспечивает идентичность угловой установки и соосность всех подшипников. Связь направляющих лопаток с регулирующим кольцом осуществляется с помощью рычагов и серег, соединяющихся с шаровыми шарнирами. Рабочее колесо имеет поворотные лопасти с приводом от сервомотора, расположенного в развитой ступице колеса.

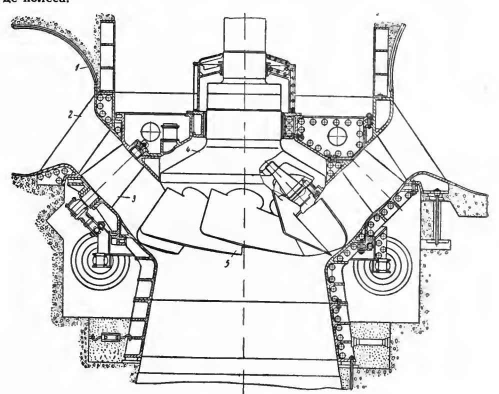


Рис. 2-15. Схема диагональной турбины.

1 — спираль; 2 — статор; 3 — направляющий аппарат; 4 — рабочее колесо; 5 — рабочие лопасти.

Опытный образец диагональной турбины мощностью 77 тыс. *квт* при напоре 61 *м* и $D_1=4{,}35$ *м* изготовлен и установлен в настоящее время на Бухтарминской ГЭС.

Диагональная турбина является промежуточной между радиально-осевой и поворотнолопастной турбинами. В ней сочетаются положительные качества поворотнолопастной турбины, сохраняющей высокое значение к. п. д. при разных режимах работы, с хорошими кавитационными свойствами радиально-осевых гидротурбин.

Однако сопоставление диагональной и радиально-осевой турбин одних и тех же параметров показывает, что вес и трудоемкость изготовления диагональной турбины значительно выше, усложняется также технология изготовления и сборки направляющего аппарата и рабочего колеса.

Двухперовая поворотнолопастная гидротурбина является новым типом вертикальной турбины. Она конструктивно отличается от обычной поворотнолопастной тем, что на каждом фланце рабочего колеса размещается не одна лопасть, а две. Благодаря этому уменьшается количество механизмов поворота лопастей, а следовательно, уменьшается диаметр втулки и пропускная способность турбины увеличивается, что положительно влияет на кавитационные свойства турбины и делает возможным применение турбин этого типа на повышенных напорах. Одновременно с улучшением кавитационных свойств повышается также к. п. д. турбины.

Улучшение энергетических и кавитационных показателей двухперовой турбины позволяет несколько увеличить ее мощность по сравнению с мощностью обычной поворотнолопастной турбины, имеющей такой же диаметр рабочего колеса, а также уменьшить вес колеса. В настоящее время двухперовая турбина (рис. 2-16) изготовлена в виде опытной и установлена на Уч-Курганской гидроэлектростанции. Мощность этой турбины 51,2 тыс. *квт* при максимальном напоре 36 *м*, скорости вращения 115,4 *об/мин* и диаметре рабочего колеса $D_1=5{,}0$ *м*.

Горизонтальные гидротурбины начали применяться для крупных гидроэлектростанций только в последние годы, и в практике гидротурбостроения еще не установились их типовые конструкции. Горизонтальные гидротурбины давно отработанных типов применяются на мелких и средних гидроэлектростанциях. Основным типом таких конструкций является горизонтальная турбина со спиральной камерой, представленная на рис. 2-17. Турбина эта предназначена для работы при напорах до 140 *м* и может развивать мощность до 2,6 тыс. *квт*.

Из напорного трубопровода вода поступает в стальную спиральную камеру, состоящую из двух частей. Пройдя направляющий аппарат и рабочее колесо, вода через отводящее колено и отсасывающую трубу уходит в нижний бьеф.

Направляющий аппарат турбины имеет стальные кованые лопатки, помещенные между передней и задней крышками турбины.

Рабочее колесо посажено на вал консольно и крепится к нему двумя шпонками и фасонной гайкой. Вал турбины опирается на два подшипника: радиально-упорный и радиальный. Радиально-упорный подшипник, кроме опорного вкладыша, имеет двустороннюю пяту. Соединение турбины с генератором непосредственное, с помощью упругой муфты.

Турбина снабжена маховиком, применяемым для создания необходимого махового момента и обеспечения нормальной скорости вращения агрегата при внезапных изменениях нагрузки потребителя.

Капсульные гидроагрегаты. Одним из основных факторов, повышающих экономичность низконапорных гидроэлектростанций, может явиться применение нового типа достаточно мощных горизонтальных капсульных турбин, в которых благодаря спрямлению проточного тракта удается свести к минимуму гидравлические потери и тем самым повысить к. п. д. турбины и ее пропускную способность.

Применение горизонтальных капсульных гидроагрегатов с повышенной пропускной способностью позволяет несколько сократить длину напорного фронта и объем строительно-монтажных работ по зданию гидроэлектростанции и получить наиболее простые очертания турбинного блока.

Отечественные энергомашиностроительные заводы изготовили первые капсульные гидроагрегаты с рабочим колесом диаметром 5,5 и 6 *м*, установленные в настоящее время на строящихся гидроэлектростанциях. Создаются также гидроагрегаты с рабочим колесом диаметром $D_1=7{,}5$ *м*.

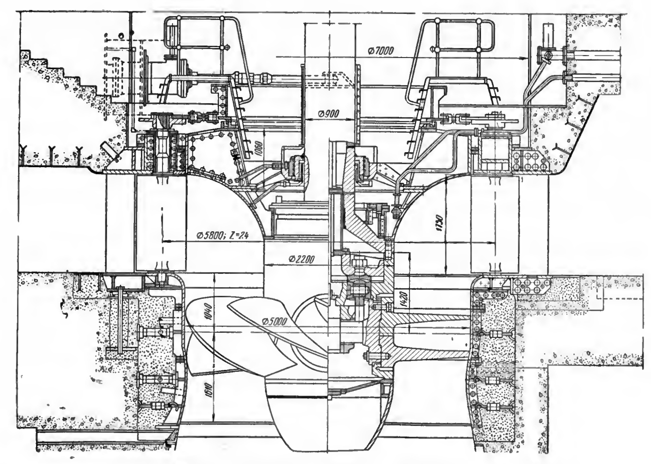


Рис. 2-16. Двухперовая поворотнолопастная турбина мощностью 51,2 тыс. *квт.*

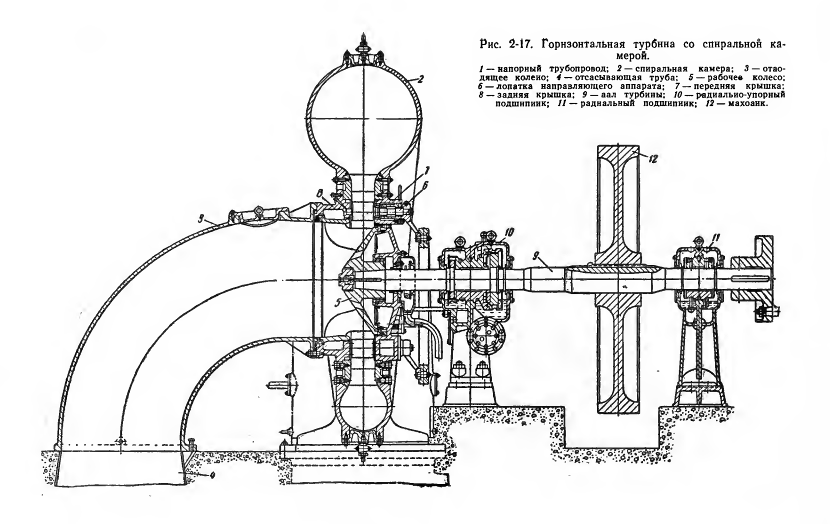


Рис. 2-17. Горизонтальная турбина со спиральной камерой.

1 — напорный трубопровод; *2* — спиральная камера; *3* — отводящее колено; *4* — отсасывающая труба; *5* — рабочее колесо; *6* — лопатка направляющего аппарата; *7* — передняя крышка; *8* — задняя крышка; *9* — вал турбины; *10* — радиально-упорный подшипник; *11* — радиальный подшипник; *12* — маховик.

Капсульный агрегат (рис. 2-18) состоит из кожуха (капсулы), установленного на передних опориых колоинах и колоннах статора турбины. Дополнительно кожух агрегата раскреплен в передней части мощными растяжками, создающими жесткость установки агрегата.

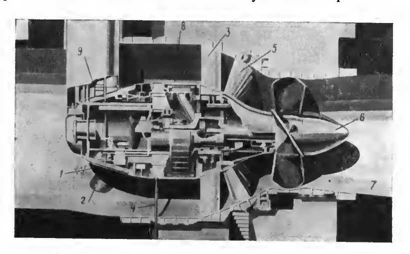


Рис. 2-18. Горнзонтальный капсульный гндроагрегат.
1 — капсула; *2* — опорная колонна; *3* — колонна статора; *4* — растяжки; *5* — направляющнй аппарат; *6* — рабочее колесо; *7* — камера рабочего колеса; *8* — генератор; *9* — проходная колонна.

Подвод воды к рабочему колесу осуществляется через статор турбииы и коиический иаправляющий аппарат. Поворотные лопасти рабочего колеса вращаются в полусферической рабочей камере. Верхние части водовода, статора турбины, камеры рабочего колеса и фуидамеитиого кольца съемные иезабетонированные.

В капсуле расположеи также генератор, ротор которого имеет одну опору и подпятник, а второй опорой агрегата является подшипник турбины. Доступ в капсулу осуществляется через проходную колонну, расположеииую в передией ее части. Через этот же лаз проходят и все электрические коммуникации агрегата. К подшипику турбины доступ осуществляется через верхнюю полую колониу статора.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

КОНСТРУКЦИИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ГИДРОТУРБИН

3-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ДЕТАЛЕЙ ГИДРОТУРБИН

В зависимости от функций, выполняемых в работе агрегата, и техиологии моитажа детали и узлы турбины удобно разделить иа четыре основные группы: закладные детали; рабочие механизмы; оборудование системы регулирования; вспомогательное оборудование турбины.

К закладным деталям вертикальных радиально-осевых турбин отиосятся спиральная камера, статор турбииы, фундаментное кольцо, облицовки отсасывающей трубы, шахты турбины и сервомоторов.

Закладиыми деталями поворотнолопастиых турбин являются иижияя и верхияя облицовки спиральиой камеры, нижиее кольцо направляющего аппарата, статор турбины, облицовки отсасывающей трубы, шахты турбины и сервомоторов.

В состав рабочих механизмов реактивных и активных гидротурбин входят рабочее колесо, направляющий аппарат, сервомоторы направляющего аппарата, вал турбины, направляющий подшипник.

Система автоматического регулирования гидротурбины состоит из колонки регулятора и маслонапорной установки.

К вспомогательным механизмам турбины относятся клапаны срыва вакуума, холостые выпуски, затворы и другие устройства.

3-2. СПИРАЛЬНЫЕ КАМЕРЫ

В бетонных спиральных камерах поворотнолопастных турбин для предохранения бетона от разрушения применяются металлические облицовки верхних и нижних конусов спирали из стальных листов, присоединяемых к фланцам статора.

Металлические спиральные камеры с круглыми сечениями для турбин средних напоров изготовляются из стальных листов, привариваемых

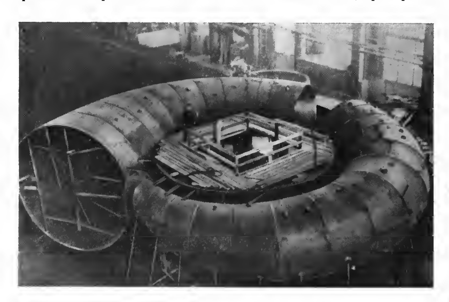


Рис. 3-1. Сварная спиральная камера.

к статору (рис. 3-1). При этом для разных сечений применяют листы различной толщины. Наиболее толстые листы ставятся во входном сечении спирали, и далее по мере уменьшения площади сечения толщина листов уменьшается.

В зависимости от размеров спиральной камеры звенья ее делаются составными в соответствии с нормальными размерами металлических листов и транспортными габаритами.

Толщина листов сварных спиральных камер устанавливается из условий нагрузки спирали только внутренним давлением воды, так как металлическая облицовка спиральной камеры является тонкостенной оболочкой и не может воспринимать значительных наружных усилий, которые могут ее сплющить. Поэтому сверху между наружной поверхностью спирали и бетоном применяется упругая прокладка, которая предохраняет спиральную камеру от наружного давления бетона и не передает внутреннего давления от спирали к бетону.

Литые спиральные камеры (рис. 3-2) применяются для высоконапорных турбин и служат обычно опорой турбины. На них монтируются направляющий аппарат, сервомоторы, направляющие подшипники и

Рис. 3-2. Литая спиральиая камера.

другне детали. Из-за условнй траиспортировки лнтые спиральиые камеры выполияют разъемиыми нз нескольких частей, соединяемых между собой с помощью болтов. На заводе они полностью обрабатываются, проходят контрольную сборку н гидравлические нспытаиия.

3-3. СТАТОРЫ ГИДРОТУРБИН

Для бетоииых спнральных камер статоры могут выполняться в виде отдельных колонн, закреплеииых в бетоие верхиего н иижиего конусов спиралн, лнбо с колоииамн, в верхней части прнсоедииеииыми к верхнему кольцу иаправляющего аппарата, а вннзу заделаииыми в бетон (рис. 3-3). В современных коиструкцнях турбни статоры нзготовляются чаще всего в виде кольцевой деталн, в которой опориые колоииы объединены верхним и инжним ободами в едииую свариую или сварио-лнтую конструкцию (рис. 3-4).

Для металлнческих спиральных камер применяются кольцевые статоры цельиолнтые лнбо сварио-лнтые (рис. 3-5), верхнне и иижиие ободы которых нмеют кольцевые фланцы для прнваркн спиральной камеры.

В конструкциях гидроагрегатов с подпятникамн, расположенными иа крышке турбииы, передача осевой иагрузки к фуидаменту машниого здания более удобио н надежио осуществляется с помощью кольцевого статора.

Статор с отъемиымн колоннамн без иижиего обода более прост в изготовленни, но вследствие отсутствня нижиего обода возможеи перекос направляющего аппарата прн усадке бетоиа.

В сварио-литой коиструкции статора верхиий н инжний ободы и колоины отливаются отдельно из стали и затем сварнваются в едииую конструкцню. Прн сварной коиструкцни верхиий и иижиий ободы изготовляются с помощью сварки из стальиого проката н вальцованиых нли штампованиых лнстов. В завнсимостн от габаритов статора производится деленне его иа отдельные сегмеиты, соеднияемые болтами.

Размеры колонн статора в плане, нх конфнгурация и расположеиие определяются геометрнческой формой спиральиой камеры, условиямн обтекания колонн потоком и требоваииями прочиостн.

3-4. КАМЕРА РАБОЧЕГО КОЛЕСА

Проточная поверхность камеры рабочего колеса (рис. 3-6) обычио цилиндрнческая кверху от оси лопастей рабочего колеса и сфернческая иnже оси — для уменьшения зазоров между лопастямн н камерой в про-

цессе работы турбины при повороте лопастей. Цилиндрическая форма верхней части камеры позволяет производить монтаж и демонтаж рабочего колеса сверху. В нормализованной камере рабочего колеса общая высота камеры принимается $H_к = (0{,}5 \div 0{,}53) D_1$.

Обычно камера рабочего колеса состоит из нижнего кольца *1* направляющего аппарата и нескольких кольцевых стальных частей (поя-

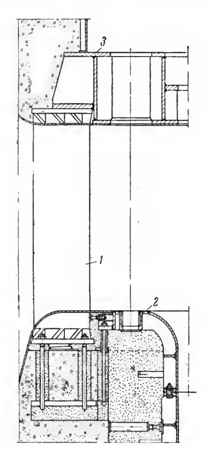


Рис. 3-3. Статор с отъемными колоннами.

1 — колонны статора; *2* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *3* — верхнее кольцо направляющего аппарата.

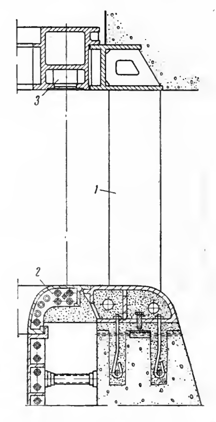


Рис. 3-4. Кольцевой статор.

1 — статор; *2* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *3* — верхнее кольцо направляющего аппарата.

сов) *2*, соединенных между собой болтами. В последних конструкциях турбин камеры часто выполняются сварными из вальцованных или штампованных стальных листов. В некоторых конструкциях камер нижнее кольцо направляющего аппарата выполняется отъемным и не бетонируется. Это дает возможность производить монтаж камеры и бетонирование ее вне зависимости от готовности направляющего аппарата. Верхним фланцем камера соединена со статором *3*, а нижним опирается на фундаментные балки *4* и соединяется с облицовкой конуса отсасывающей трубы *5* через сопрягающий пояс *6*. Для лучшего соединения с бетоном и увеличения жесткости камера на наружной поверхности имеет ребра. В центральной части камеры против оси лопастей рабочего колеса обычно предусматривается отъемный небетонируемый сегмент, который дает возможность вынимать лопасти рабочего колеса.

Камера рабочего колеса подвержена действию переменных сил, возникающих при вращении рабочего колеса вследствие чередования повы-

шенных и пониженных давлений, что вызывает иногда расшатывание камеры. Особенно опасны такие колебания для турбин больших размеров, у которых по условиям транспортировки камера выполняется составной из отдельных сегментов, соединенных между собой в вертикальной и горизонтальной плоскостях фланцами с болтами. Подвергаясь переменным нагрузкам, болтовые соединения могут ослабеть и привести

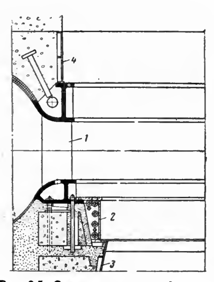


Рис. 3-5. Статор металлической спиральной камеры.

1 — статор; *2* — фундаментное кольцо; *3* — облицовка конуса отсасывающей трубы; *4* — облицовка шахты турбины.

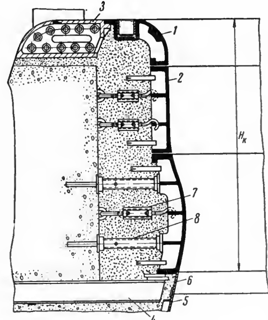


Рис. 3-6. Камера рабочего колеса.

к нарушению стыков. Для лучшего закрепления камеры в основном бетоне применяются растяжки *7* и распорные домкраты *8*.

В радиально-осевых гидротурбинах вместо камеры рабочего колеса применяется фундаментное кольцо (см. рис. 3-5), которое соединено со статором турбины. На внутренний фланец фундаментного кольца устанавливается нижее кольцо направляющего аппарата и неподвижное уплотнение рабочего колеса, а к нижнему фланцу присоединяется облицовка конуса отсасывающей трубы. При монтаже, ревизиях и демонтаже турбины фундаментное кольцо служит опорой рабочего колеса с валом.

Фундаментное кольцо изготовляется, как правило, литым чугунным. Нижняя часть его для предохранения от разрушения кавитацией иногда облицовывается стальными листами. В некоторых случаях фундаментное кольцо выполняется сварным из стального проката.

3-5. НАПРАВЛЯЮЩИЕ АППАРАТЫ РЕАКТИВНЫХ ГИДРОТУРБИН

В современных конструкциях гидротурбин применяются следующие типы направляющих аппаратов:

цилиндрический (радиальный), оси лопаток которого параллельны друг другу и расположены на цилиндрической поверхности;

конический с осями лопаток, расположенными на конической поверхности;

осевой, в котором оси лопаток расположены радиально по отношению к оси агрегата.

Преимущественное распространение получил цилиндрический направляющий аппарат как наиболее простой по конструкции и изготовлению. На рис. 3-7 показан цилиндрический направляющий аппарат крупной поворотнолопастной турбины. Направляющие лопатки *1* рас-

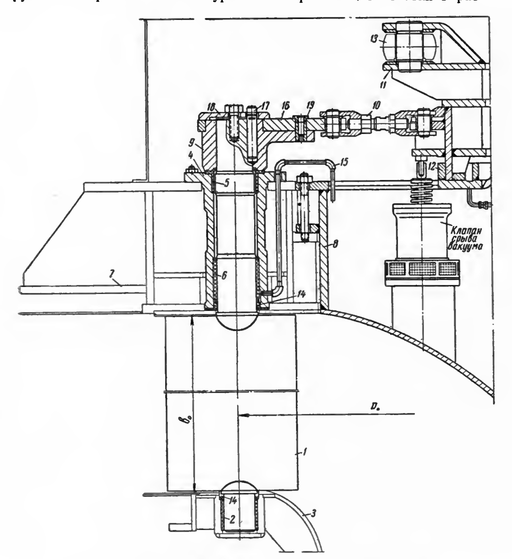


Рис. 3-7. Направляющий аппарат поворотнолопастной турбины.

полагаются по окружности D_0 сразу за статором на входе в турбину. Нижняя цапфа лопатки направляется втулкой *2* в нижнем направляющем кольце *3*, установленном на внутреннем нижнем фланце статора турбины. Верхняя цапфа направляется подшипником *4*, имеющим две втулки *5* и *6*. Подшипник установлен в верхнем кольце направляющего аппарата *7*, которое наружным фланцем опирается на верхний фланец статора. На внутренний фланец кольца устанавливается крышка турбины *8*. Посредством рычага и регулируемой при монтаже серьги *10* верхний конец цапфы лопатки соединен с регулирующим кольцом *11*, уста-

новленным на опоре *12* регулирующего кольца. Тягами *13* регулирующее кольцо соединяется с сервомоторами направляющего аппарата. При перемещении поршней сервомоторов регулирующее кольцо поворачивается и с помощью серег и рычагов открывает или закрывает лопатки направляющего аппарата.

Для обеспечения закрытия направляющего аппарата и остановки турбины в случаях попадания посторонних предметов между смежными лопатками в приводе направляющих лопаток предусматривается ломкое соединение, которое при этом нарушается, но направляющий аппарат все же закрывается, за исключением лопаток, между которыми попали посторонние предметы. В большинстве современных конструкций ломкое соединение выполняется в виде срезного цилиндрического штифта *19*, устанавливаемого в верхней части рычага *16* и его втулки *9*. Рычаг заклинивается на верхней цапфе лопатки с помощью штифта *17*. Крышка лопатки *18* устанавливается на рычаг сверху и соединяется болтом с верхней цапфой. На этом болте лопатка подвешивается, опираясь через втулку рычага на торец подшипника, что дает возможность установить лопатку с одинаковыми верхним и нижним торцевыми зазорами.

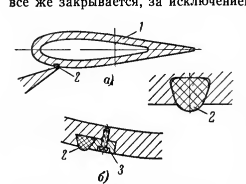


Рис. 3-8. Резиновые уплотнения направляющего аппарата.

а — резиновое уплотнение зазора между лопатками; *б* — уплотнение с прижимной планкой; *1* — лопатка; *2* — уплотнение; *3* — прижимная планка.

Для предотвращения протечек воды из турбины по цапфам направляющих лопаток устанавливаются уплотнения *14*, состоящие из резиновых или кожаных манжет. Вода, просачивающаяся через манжету верхней цапфы, собирается в кольцевую проточку в корпусе подшипника и отводится по трубе *15* в крышку турбины.

Опорные втулки подшипника и нижней цапфы выполняются из бронзы или лигнофоля. Лигнофоль представляет собой древеснослоистый пластик из березового шпона и обладает высокими механическими и антифрикционными свойствами. При бронзовых втулках в качестве смазки применяется густое масло или солидол. Лигнофолевые втулки смазываются водой или густым маслом.

Лопатки направляющего аппарата отливаются стальными пустотелыми совместно с цапфами. В последнее время начали также широко применяться сварные конструкции, состоящие из литых цапф и сварного пера лопатки.

Для предотвращения протечек воды в закрытом положении направляющего аппарата в крупных гидротурбинах применяются резиновые уплотнения. В теле лопатки у входной кромки в месте соприкосновения лопаток строгается паз в виде ласточкина хвоста, в который закладывается специальный резиновый шнур (рис. 3-8,*а*). Надежность резинового уплотнения может быть обеспечена применением прижимной планки (рис. 3-8,*б*). Такие же шнуры закладываются в кольцевые пазы, проточенные в нижнем кольце направляющего аппарата и в облицовке верхнего кольца направляющего аппарата. В закрытом положении выходная кромка каждой лопатки прижимается к резиновому шнуру соседней лопатки, а шнуры в верхнем и нижнем кольцах уплотняют зазоры в торцах. В высоконапорных турбинах направляющие лопатки уплотняются чаще всего путем точной пригонки их друг к другу так, чтобы в закрытом положении лопаток зазора между ними не было.

Суммарный торцевой зазор между лопаткамн н ннжннм н верхннм кольцами иаправляющего аппарата для средних турбин может быть в пределах 0,5—0,6 *мм*, а для крупных — до 1,5 — 2,0 *мм*. Прн установлеинн требуемого торцевого зазора в гидротурбинах с подпятником, расположеиным на крышке турбииы, иеобходнмо учитывать, что при работе гидроагрегата пронзойдет иекоторая осадка верхнего кольца иаправляющего аппарата в результате передачн на него осевого гндравлического усилия н веса ротора агрегата, поэтому торцевые зазоры уменьшатся н в случае недостаточного торцевого зазора лопаткн могут оказаться зажатымн.

Направляющий аппарат раднально-осевых турбнн коиструктивно не отлнчается от направляющего аппарата поворотиолопастных турбин. Существенное различие заключается лншь в том, что верхнее кольцо направляющего аппарата объедннено в одну деталь с крышкой турбииы. Выем направляющих лопаток в радиальио-осевых турбииах без подъема крышки турбины не предусматрнвается.

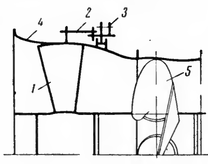


Рис. 3-9. Схема осевого направляющего аппарата.

Коническнй направляющий аппарат примеияется для специальных типов турбии, в том числе для диагоиальных (см. рис. 2-15) и горнзонтальных капсульиых гндроагрегатов. Благодаря наклонному положеиию лопаток он имеет меиьшне габариты и требует меиьшего простраиства для размещеиия. Однако наклоииое положеиие лопаток вызывает усложнеиие конструкцин н технологические трудности в исполнении из-за иеобходимостн применения пространственных шарниров и перемеиного по высоте профнля коннческих лопаток.

Осевой направляющнй аппарат (рис. 3-9) прнмеияется в горизонтальных гидротурбииах, имеющих прямоосный неспиральный подвод воды. Направляющие лопаткн *1* размещеиы перед рабочим колесом *5* в напорном патрубке *4*, который для сохранения постоянства зазоров у наружиого торца лопаток имеет полусферическнй профиль. Поворот лопаткн осуществляется рычагом *2*, который с помощью серьгн н пространствеиных шарннров соединен с регулирующнм кольцом *3*.

Коиструкция верхнего кольца направляющего аппарата н крышки турбины зависнт от размеров, типа н общей компоновкн турбниы. В поворотиолопастных турбинах большнх размеров верхиее кольцо иаправляющего аппарата выполняется отдельной деталью. В раднально-осевых турбииах верхнее кольцо н крышка турбнны объедииены в одну конструкцию.

В последних конструкцнях турбии верхнее кольцо н крышка турбины выполияются сварными нз элементов коробчатого сечеиия. По транспортиым условням они нзготовляются из нескольких частей с болтовымн соедииеннямн.

Верхнее кольцо иаправляющего аппарата поворотнолопастных турбин отъемное н бетоннруется только в случае, когда статор выполиен в виде отдельных колонн.

Регулирующее кольцо передает уснлие от сервомоторов через снстему рычагов одновременно ко всем лопаткам направляющего аппарата. В верхней части кольцо нмеет одну нлн две проушнны для пальцев цилиндрическнх шарннров, соедняющих его с сервомоторамн. В ннжней части кольца расположены проушнны для шарннров серег. По условиям

транспортирования регулирующее кольцо изготовляется из нескольких частей, соединяемых между собой болтами.

Полость опоры регулирующего кольца для уменьшения усилия сервомоторов при поворотах регулирующего кольца заливается маслом.

3-6. СЕРВОМОТОРЫ НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА

Поворот лопаток направляющего аппарата осуществляется с помощью одного или двух сервомоторов. Схема привода с одним сервомотором сложна, создает неравномерную нагрузку регулирующего кольца и поэтому применяется в основном для небольших гидротурбин. При двух сервомоторах (рис. 3-10) на регулирующем кольце создается пара сил, нагрузка распределяется более равномерно и силовая схема получается проще.

Привод с двумя сервомоторами применяется в современных средних и крупных гидротурбинах. В таком приводе сервомоторы закрепляются на фланцах специальных ниш в металлической облицовке шахты турбины. Один из сервомоторов снабжается стопорным устройством, позволяющим стопорить (запирать) турбину в закрытом положении направляющего аппарата, так как иначе под давлением воды при снятом давлении масла в сервомоторах направляющий аппарат может открыться.

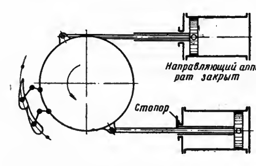


Рис. 3-10. Схема сервомоторов направляющего аппарата.

На рис. 3-11 показан поршневой сервомотор, устанавливаемый на опорной плите вне регулирующего кольца. В цилиндре *1* сервомотора, закрытом задней *2* и передней *3* крышками, перемещается поршень *4*. Сквозь переднюю крышку проходит направляющий шток *5*, на котором и закреплен поршень. Шарниром *6* поршень соединен с тягой *7*, идущей к регулирующему кольцу. На передней крышке сервомотора установлен корпус стопора *8*. Для предотвращения протечек масла вдоль штока через переднюю крышку на ней применено сальниковое уплотнение *11*.

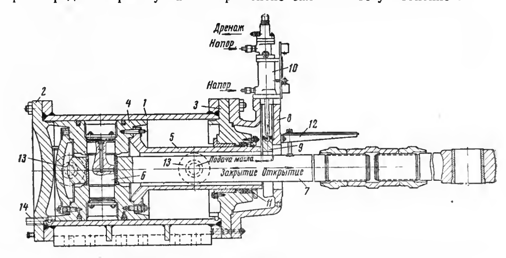


Рис. 3-11. Разрез поршневого сервомотора направляющего аппарата.

Запирание сервомотора производится стопором *9,* который при крайнем левом положении поршня опускается между торцом штока и корпусом стопора. Перемещение стопора осуществляется его сервомотором *10.* Положение поршня основного сервомотора определяется указателем *12.*

Цилиндр сервомотора имеет два фланца *13,* к которым подсоединены масляные трубопроводы. Подачей масла в ту или другую полость сервомотора производится перемещение поршня из одного положения в другое. Выпуск масла из цилиндров происходит через отверстия в корпусе цилиндра по трубкам *14* и далее в лекажный агрегат для сбора масла и транспортировки его в масляное хозяйство. В конце хода на закрытие предусмотрено торможение поршня, предотвращающее возможный удар поршня о заднюю крышку при резком закрытии направляющего аппарата. Торможение происходит вследствие того, что перепускной канал перекрывается поршнем, не доходя до крайнего левого положения, и поэтому масло имеет возможность перетекать только через дросселирующее отверстие. Из-за малого диаметра дросселирующего отверстия происходит повышение давления в левой полости сервомотора, что сдерживает движение поршня.

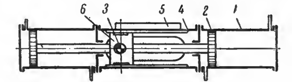


Рис. 3-12. Схема плунжерного прямоосного сервомотора направляющего аппарата.

В последних отечественных и зарубежных конструкциях гидротурбин начали устанавливаться плунжерные прямоосные или изогнутые (торовые) сервомоторы непосредственно на крышке турбины.

На рис. 3-12 показана схема плунжерного прямоосного сервомотора, установленного над регулирующим кольцом. Сервомотор имеет два цилиндра *1.* Корпус *4* сервомотора опирается на крышку турбины с помощью консольной опоры *5.* Прямолинейное перемещение плунжера *2* сервомотора осуществляется при подаче масла в цилиндры. Плунжер в средней части имеет ползун *6* с цилиндрическим шарниром *3,* связанным с регулирующим кольцом и перемещающим его при перемещении плунжера.

Рис. 3-13. Торовый плунжерный сервомотор направляющего аппарата.

В этом варианте привода конструкция сервомотора проста, но его установка над регулирующим кольцом сложна. Требуется также много места на крышке турбины для установки сервомоторов, и поэтому такая схема применима только при больших габаритах турбины.

Конструкция и работа изогнутого (торового) плунжерного сервомотора (рис. 3-13) аналогичны конструкции и работе плунжерного пря-

моосиого сервомотора. Техиология изготовлеиия изогиутого сервомотора более сложна, ио его удобиее располагать иа крышке из-за большей компактиости.

Нормальиое давлеиие масла в системе регулироваиия турбии 25 $кГ/см^2$ и мииимальиое, при котором должио обеспечиваться аварийиое закрытие иаправляющего аппарата, 12—14 $кГ/см^2$. В последиих коиструкциях гидроагрегатов в системе регулироваиия примеияется давлеиие масла 40 $кГ/см^2$.

3-7. РАБОЧИЕ КОЛЕСА РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Коиструкция и техиология изготовлеиия рабочего колеса радиальио-осевой турбииы зависит от его габаритов и иапора, для которого оио предиазиачеио. В иастоящее время для радиальио-осевых турбии примеияются рабочие колеса со штамповаииыми лопастями, заливаемыми

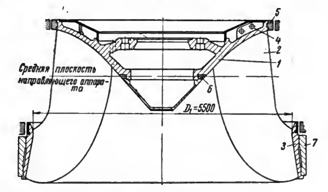


Рис. 3-14. Разъемное рабочее колесо радиальио-осевой турбииы, $D_1=5{,}5$ *м*.

в чугуииую ступицу и нижний обод, цельиолитые, сварные с профилироваииыми лопастями, сборные сварио-литые. Рабочие колеса со штамповаииыми залитыми лопастями примеияются для турбии иебольшой мощиости, работающих при малых иапорах.

Рабочие колеса средие- и высокоиапориых турбии изготовляются стальиыми литыми или сварио-литыми, при этом рабочие колеса мощиых турбии по условиям траиспортироваиия могут быть изготовлеиы разъемиыми из двух и более частей. Сборка их осуществляется при моитаже иа месте устаиовки.

На рис. 3-14 показано рабочее колесо мощиой гидротурбииы диаметром 5,5 *м* с радиальиым разъемом. Рабочее колесо, состоящее из ступицы *1*, лопастей *2* и иижиего обода *3*, отлито из трех частей, соедииеииых между собой по ступице болтами *4*, верхиим баидажом *5* и бандажом ступицы *6*, а по нижнему ободу бандажом *7*. Все бандажи надеваются на колесо в нагретом состоиии.

Такое соедииеиие частей рабочего колеса при этих габаритах ие решает полиостью вопроса его траиспортабельиости. Части рабочего колеса получаются габаритными и могут быть перевезеиы по железиой дороге, ио иижиий баидаж остается иегабаритиым и доставка его на место устаиовки турбины представляет большие затрудиеиия.

Гораздо удачиее выполиеио рабочее колесо турбииы Братской гидроэлектростаиции (рис. 3-15). Оио изготовлеио в виде сварио-литой коиструкции. Отдельио отлитые из стали лопасти *1*, иижиий обод *2* и ступица *3* свариваются между собой иа заводе электросваркой с последующей термической обработкой. Такая коиструкция рабочего колеса

упрощает технологический процесс получеиия отлнвок и позволяет более точно отлнть н обработать лопасти, ннжннй обод н ступицу. Кроме того, раздельное нзготовлеиие отливок дает возможность прн сборке устаиовить лопасти более точно, чем при изготовлении цельнолитого колеса, что положительно сказывается на его гндравлическнх качествах.

Вследствне того что рабочее колесо целнком не может траиспортироваться по железной дороге, оно выполиено из двух снмметричиых частей, соединяемых между собой по ступице припасоваииымн болтами *4*, а по нижнему ободу — электросваркой. При таком выполнеиии рабочего колеса исключается бандаж.

Рабочне колеса высоконапорных турбии выполияются чаще всего литыми стальными, однако в последиих конструкциях иачалн нногда

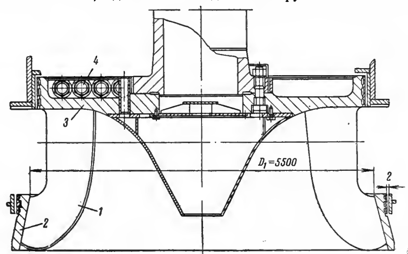


Рис. 3-15. Сварно-литое рабочее колесо радиально-осевой турбины.

применяться и сварные колеса. Поверхности рабочих колес этих турбнн подвержены интенсивному износу нз-за большнх скоростей потока, иесущего всегда много взвешениых примесей. Поэтому рабочие колеса на высокие напоры изготовляются из углеродистых сталей повышенной твердостн или нз нержавеющих сталей. Конструкция таких турбин должна допускать быструю замеиу нзношениых рабочих колес иовыми без демоитажа агрегата.

3-8. РАБОЧИЕ КОЛЕСА ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

Втулки, лопасти и обтекатели рабочих колес поворотнолопастиых гидротурбин изготовляются литыми из кавнтациоиностойких сталей, а элементы механнзмов поворота лопастей — из высокопрочных сталей. Для лопастей чаще всего прнменяются нержавеющие стали.

Соединеиие рабочего колеса с валом турбииы осуществляется с помощью отдельного промежуточиого элемента втулки — крышки рабочего колеса, к которой н крепится фланец вала. В некоторых конструкциях турбии крышка рабочего колеса отсутствует, ио в этих случаях вал имеет расширенный иижиий флаиец и крепится им непосредствеиио к втулке.

Механизм поворота лопастей состоит нз сервомотора, являющегося двигателем, и рычажиой снстемы, соедиияющей шток или иепосредственно поршень сервомотора с крнвошипами, расположеииымн на цапфах лопастей. Поворот лопастей рабочего колеса пронзводится давлеинем масла, поступающего из маслоиапорной установкн регулятора ско-

ростн через золотиик комбннатора и маслоприеминк рабочего колеса в соответствующие полости штаиги, проходящей внутри вала. По штанге масло поступает в полость цнлиндра сервомотора иад поршием нли под ннм. При этом поршеиь сервомотора, передвнгаясь под действнем масла вверх нли винз, перемещает рычажную систему, с помощью которой и поворачнваются лопасти.

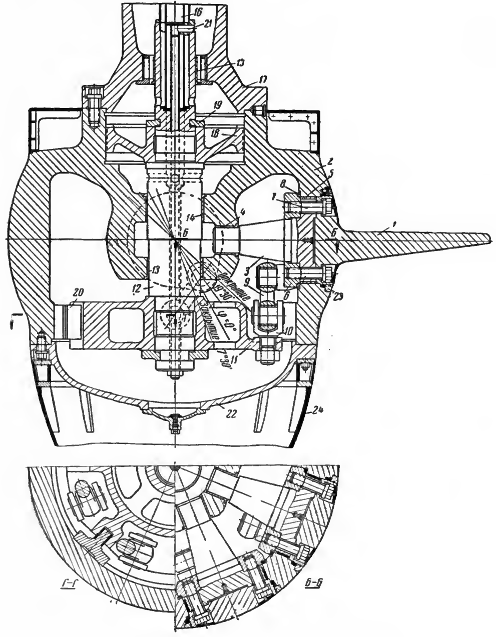


Рис. 3-16. Рабочее колесо поворотнолопастной турбины.

По способу соедииеиия рычажиой системы с поршнем сервомотора рабочне колеса можно разделить на крестовинные и бескрестовииные. В рабочем колесе крестовннного тнпа система рычагов соедиияется с поршием сервомотора через крестовнну, иасажнваемую на шток. В ра-

бочем колесе бескрестовинного типа система рычагов крепится непосредствеино к поршию сервомотора.

На рис. 3-16 показана коиструкция рабочего колеса крестовииного типа крупиой поворотиолопастной гидротубины с восемью лопастями *1*. Наружиая поверхиость корпуса *2* обработаиа по шару, что умеиьшает торцевые зазоры между пером лопасти и корпусом при разиых углах поворота лопастей.

Цапфы лопастей *3* опираются на броизовые втулки *4*, *5*. На цапфы с виутренией стороны иасажеиы рычаги *6*, а к иаружной сторопе присоедииеиы лопасти. Фланец лопасти, флаиец цапфы и рычаг стягиваются между собой болтами *7* и фиксируются друг отиосительио друга цилиидрическими шпоиками.

Цеитробежиые силы в лопастях, возиикающие при вращеиии колеса, воспринимаются бронзовыми кольцами *8*. Эксцеитрично расположеииые пальцы рычагов при помощи серег *9* и проушин *10* соединяются с крестовииой *11*, закреплеииой на штоке *12*. Шток иаправляется в броизовых втулках *13*, *14*, *15*, расположенных соответствеиио во фланце вала и виутреиием приливе корпуса. К верхиему коицу штока присоедиияется штанга *16* с двумя полостями для подачи масла в сервомотор рабочего колеса. Цилиндр сервомотора образован непосредствеиio в верхней части корпуса. Крышкой цилиидра является фланец вала *17* турбииы. Внутри цилиидра перемещается поршень *18*, закреплеиный на штоке разъемным закладиым кольцом *19*. Для предохранения крестовины от поворота при иаклониом положеиии серег в корпусе колеса предусмотреиы две скользящие шпоики *20*, входящие в соответствующие пазы крестовииы.

Через штаигу, состоящую из двух труб, расположениых одиа виутри другой, к сервомотору подается масло под давлением. При подаче масла в пространство над поршием он будет двигаться вниз и с помощью штока, крестовины и серег поворачивать лопасти иа открытие. Подача масла под поршень будет перемещать его вверх, и лопасти закроются. Излишек масла вытесняется из цилиндра через центральную трубку *21*. Нижняя часть корпуса колеса всегда заполиена маслом, поступающим в виде протечек по штоку из иижией полости сервомотора. Сиизу корпус закрыт диищем *22*, предотвращающим протечки масла из корпуса. Для предотвращеиия протечек масла через лопасти, а также попадания виутрь корпуса воды между корпусом и флаицами лопастей устаиавливаются специальные уплотнения *23*.

К днищу корпуса прикрепляется обтекатель *24*, служащий для направления потока за рабочим колесом.

Периферийиые кромки лопастей обрабатываются с таким расчетом, чтобы зазор между ними и камерой составлял не более 0,001 от диаметра рабочего колеса (D_1).

В последиее время отечествеиными заводами созданы новые коиструкции рабочих колес с более простыми схемами привода лопастей без штока и крестовииы. Одиа из конструкций рабочего колеса без штока и крестовииы с совмещеииыми полостями сервомотора и механизма поворота лопастей приведена иа рис. 3-17. Такое исполнение рабочего колеса менее трудоемко и вес его меньше. Кроме того, центр тяжести рабочего колеса повышается и приближается к иаправляющему подшипнику турбины, что благоприятно сказывается иа работе подшипника.

Уплотиения рабочих лопастей в современных конструкциях гидротурбин выполняются чаще всего съемными для удобства ремоита их без выема лопастей колеса. Одна из коиструкций уплотиения представлена иа рис. 3-18. Это уплотнеиие состоит из кольца *1*, крепящегося болтами к флаицу лопасти *2*. В цилиндрические выточки кольца уста-

новлены пружины *3*, упирающиеся в прижимное кольцо *4*, которое крепится к кольцу винтами *5* и имеет возможность перемещаться вертикально. Для предотвращения протечек масла через зазоры между коль-

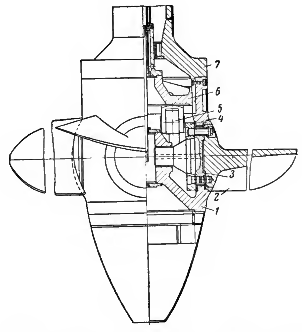


Рис. 3-17. Рабочее колесо поворотнолопастной турбины без штока и крестовины.

1 — втулка; *2* — рабочая лопасть; *3* — цапфа; *4* — рычаг; *5* — серьга; *6* — поршень сервомотора; *7* — вал турбины.

цом лопасти и прижимным кольцом предусмотрена цельная резиновая мембрана *6*, которая крепится двумя разъемными кольцами *7* и *8* соответственно к кольцу лопасти и прижимному кольцу. Все эти детали при повороте лопасти перемещаются вместе с ней. К торцевой полости окна в корпусе *9* рабочего колеса с помощью упорного кольца *10* прикреплено резиновое уплотнительное кольцо *11*. К его выступающей части давлением масла, находящегося в корпусе колеса, и усилием пружин, движущихся вместе с лопастью, прижимается кольцо *4*. Уплотнение закрывается облицовкой *12*, наружная поверхность которой обтекается водой. Все детали уплотнения выполняются разъемными, за исключением кольца лопасти, прижимного кольца, резиновых мембран и уплотнительного кольца.

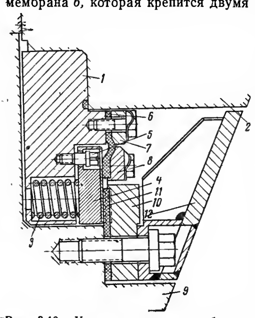


Рис. 3-18. Уплотнение лопасти рабочего колеса.

3-9. МАСЛОПРИЕМНИКИ

Подвод масла под давлением к сервомотору рабочего колеса поворотнолопастной турбины осуществляется с помощью маслоприемника, который располагается обычно на возбудителе генератора и охватывает вращающиеся трубчатые штанги, проходящие внутри вала агрегата. Схема подвода масла к лопастям рабочего колеса показана на рис. 3-19.

Маслоприемник представляет собой конический корпус *1*, разделенный на отдельные камеры для масла. Внутри него находятся направляющие для головки штанги *2*. Сверху к головке штанги присоединяется траверса *3*, осуществляющая связь штанги с тросовым приводом обратной связи с золотником регулятора, а также привод специального генератора электрической связи с регулятором. Штанга состоит из наружной *4* и внутренней *5* стальных труб, приваренных к фланцам *6*. К наружной трубе приварены цилиндрические направляющие *7*, скользящие по бронзовым втулкам *8*, установленным возле плоскостей разъема вала агрегата. Каждый фланец имеет отверстия и прорези для свободного прохода масла.

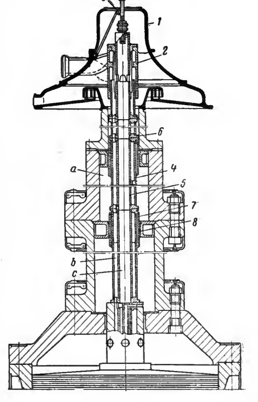


Рис. 3-19. Схема маслоприемника и штанги рабочего колеса.

После установки штанги в валу образуются три полости *a*, *b* и *c* для прохода масла. Полость *a* соединена со сливным резервуаром маслонапорной установки и является безнапорной. Полость *b* между валом и наружной трубой штанги соединяется со сливной камерой маслоприемника и служит для слива масла из внутренней полости рабочего колеса. Через полость *b* между наружной и внутренней трубами масло поступает под поршень сервомотора, а через полость *c* внутренней трубы масло подается сверху поршня сервомотора. Наверху напорные полости соединяются с напорными камерами маслоприемника.

На рис. 3-20 показана современная нормализованная конструкция маслоприемника отечественных гидротурбин. Маслоприемник состоит из нижней ванны *1* и корпуса *2*, имеющего патрубки *3* для присоединения напорных масляных труб к напорно-сливным камерам *b* и *c*. На напорном патрубке установлен манометр *4*. Внутри нижняя ванна имеет горловину, к которой подходит маслоотражательное кольцо *5*, создавая лабиринтное уплотнение, предотвращающее протечки масла из сливного резервуара на генератор.

Головка штанги *6* направляется внутри корпуса втулками *7*. Сверху к головке штанги присоединена через два шарикоподшипника траверса *8*. Перемещаясь со штангами, траверса служит приводом обратной связи с золотником регулятора, которая в данной конструкции выполнена в виде тросовой передачи *9*. Ролик передачи *10* закреплен на

кронштейне в корпусе маслоприемника. К траверсе крепится также указатель положения лопастей рабочего колеса. В головку траверсы входит шлицевый валик *11*, на который насажен ротор генератора электропривода маятника регулятора. При вращении штанги вращается и ролик с ротором генератора, отражая все колебания скорости вращения рабочего колебания турбины. Шлицевое соединение позволяет головке штанги свободно перемещаться в вертикальном направлении по валику при движениях поршня сервомотора.

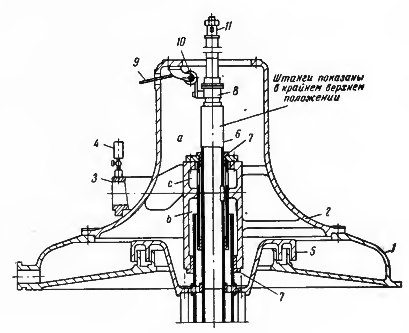


Рис. 3-20. Маслоприемник.

Маслоприемник, штанга и маслопроводы представляют собой замкнутый контур блуждающих токов, вызывающих коррозию деталей. Поэтому во внешних соединениях маслоприемника предусматривается установка изоляционных прокладок и втулок, прерывающих этот контур.

Штанги в маслоприемнике одновременно вращаются и перемещаются в осевом направлении, что обусловливает необходимость при монтаже очень тщательно центровать маслоприемник относительно штанги. Втулки маслоприемника являются не только направляющими головки штанги, но и служат для уплотнения и предохранения от чрезмерных протечек масла из напорных камер в сливную полость. Поэтому большие зазоры в них не допускаются.

3-10. ВАЛЫ ГИДРОТУРБИН

Вал вертикальной турбины представляет собой обечайку с толстыми стенками и фланцами на ее концах. Центральное отверстие внутри вала используется в поворотнолопастных турбинах для подвода масла к рабочему колесу, а в радиально-осевых — для подачи воздуха под рабочее колесо с целью уменьшения явлений кавитации. Это отверстие позволяет также контролировать состояние металла путем перископического осмотра внутренней поверхности вала.

В зависимости от компоновки машинного здания и конструкции агрегата вал его может состоять из двух частей — вала турбины и вала генератора либо из трех частей — вала турбины, промежуточного вала и вала генератора. Все соединения валов между собой и с рабочим колесом турбины производятся жесткими фланцами. В последнее время вал гидроагрегата все чаще стал выполняться общим, что упрощает конструкцию и изготовление агрегата, снижает стоимость и уменьшает его габариты по высоте. Общий вал агрегата имеет только один фланец для крепления рабочего колеса, что устраняет возможность излома линии вала во фланцевых соединениях, а также облегчает монтаж и ремонты гидроагрегата.

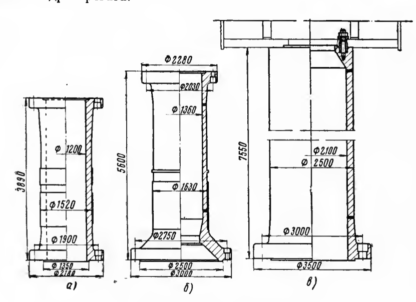


Рис. 3-21. Валы гидротурбин.

а — кованый аал; *б* — сварной вал турбины с расширенным фланцем; *в* — сварной вал турбины мощностью 500 тыс. *квт*.

Спокойная и надежная работа гидроагрегата в значительной степени зависит от качества соединения валов между собой и с сопрягаемыми деталями, соосности рабочих поверхностей вала с его геометрической осью, величины зазоров между валом и подшипниками, соосности вала турбины и ротора генератора и величины излома линии вала во фланцевых соединениях. При проектировании, изготовлении и монтаже валов на эти условия следует обращать особое внимание.

Соединение вала турбины с рабочим колесом, а также фланцев валов турбины и генератора производится с помощью чистых припасованных болтов, работающих на растяжение и срез. Болты в центральной части имеют точно обработанный шлифованный пояс, вставляемый в отверстие с зазором не более 0,02—0,04 *мм*. Надежность фланцевого соединения обеспечивается только при условии точного центрирования фланцев сопрягаемых деталей с помощью буртика и выточки. Для этого центрирующий буртик обрабатывается с допуском, соответствующим плотной посадке, и с учетом действительного диаметра выточки. Окончательная обработка отверстий болтов производится совместно в двух сопрягаемых деталях с помощью развертки.

При изготовлении валов выпуклости на торцевых сопрягаемых поверхностях фланцев, определяемые щупом и контрольной линейкой, допускаются не более 0,03 *мм* на 1 000 *мм* диаметра фланца вала, а бие-

нне иаружных торцевых поверхностей фланцев на периферии для диаметра вала до 1 500 *мм* должно быть не более 0,02 *мм*.

В турбинах с водяной смазкой подшипников прн древеснослоистых нли резиновых вкладышах для предохранения вала от коррозин в местах установки подшипника н сальника вал облицовывается обычно листами нержавеющей стали. Облицовка представляет собой цилнндр, разрезанный вдоль осн на отдельные сегменты. Присоедиnенне сегментов к валу производится электрозаклепками и обваркой по контуру. После приварки облицовка обрабатывается вместе с валом.

На рис. 3-21,*а* изображен турбнnный вал гидроагрегата мощностью 225 тыс. *квт*. Вал имеет относительно тонкую стенку с коническим переходом к фланцу.

Однако нзготовление вала цельнокованым затруднnтельно, и поэтому валы крупных гндротурбин в настоящее время нзготовляются предпочтительно сварно-коваными из трубы с прнваренными к ней коваными фланцами (рнс. 3-21,*б*).

На рнс. 3-21,*в* показан общнй сварной вал крупнейшего гндроагрегата мощностью 500 тыс. *квт*, изготовленный нз сварной трубы, к которой на нижнем конце ее прнварен кованый фланец. Верхний конец вала фланца не имеет и присоединен болтами непосредственно к втулке ротора генератора.

3-11. ПОДШИПНИКИ ГИДРОТУРБИН

Подшипники вертикальных гидроагрегатов являются в основном направляющнмн, так как подвержены лншь действню нагрузок, вызываемых днnамнческой неуравновешенностью ротора и несимметричностью потока воды. В крупных гидротурбnнах прnменяются, как правнло, подшипники скольжeння на масляной илн водяной смазке.

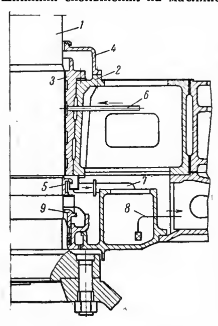


Рис. 3-22. Подшипник турбины с масляной смазкой.

На рнс. 3-22 прнведена одна нз конструкцнй подшнпнnка вертикальной турбнны с масляной смазкой. Корпус подшнпника *2* установлен на крышке турбины. Внутрн корпуса закреплен разъемный вкладыш *3*, залнтый баббнтом. Сверху корпуса размещена крышка подшнпнnка *4*, нмеющая щелевое уплотненне, предохраняющее от протекания масла по валу *1* вверх. Подача масла в подшнпнnк производнтся по маслопроводу *6*. Снnзу вкладыша на валу установлено отражательное кольцо *5*, которое отбрасывает вытекающее из подшнпнnка отработанное масло в отводящнй маслосборник *7*. Из отводящего маслосборника масло транспортируется с помощью насоса по трубопроводу *8*. Для предотвращення пронnкновення в подшипник воды из полости рабочего колеса под подшнпником установлено сальниковое уплотненне *9*.

Длнна баббнтового вкладыша обычно составляет не более 1,0—0,8 днаметра вала. Зазоры между валом и вкладышем в зависимости от диаметра вала, по данным работающнх турбин, прнведены в таблице.

Таблица

Зазоры в баббитовых подшипниках

Диаметр вала, *мм*	Зазор, *мм*
80—120	0,08—0,12
120—180	0,10—0,16
180—260	0,12—0,18
260—360	0,14—0,21
360—500	0,17—0,25
500—630	0,20—0,31
630—800	0,23—0,35
800—1 000	0,26—0,41
1 000—1 250	0,29—0,45
1 250—1 600	0,32—0,52
Свыше 1 600	0,40—0,60

Направляющие подшипники с водяной смазкой в настоящее время широко применяются в отечественном гидротурбостроении. Они конструктивно проще и более удобны в эксплуатации, чем подшипники с масляной смазкой. При подшипниках на водяной смазке отпадает необходимость в сложных уплотнениях снизу подшипников, что дает возможность приблизить рабочее колесо к опоре и улучшить работу турбины. Отпадает также надобность во вспомогательном оборудовании для смазки подшипников. Подшипники с водяной смазкой в крупных гидротурбинах выполняются в основном с резиновыми вкладышами. В средних и мелких турбинах применяют также вкладыши из древеснослоистого пластика (лигнофоля).

Подшипник с резиновыми вкладышами (рис. 3-23) состоит из корпуса *2*, закрепленного в крышке турбины. В корпус установлена обойма вкладыша, состоящая из отдельных сегментов *3* с прикрепленными к ним обрезиненными вкладышами *5*. Положение вкладыша относительно вала *1* и необходимые зазоры между валом и вкладышем регулируются болтами *4*, размещенными в корпусе подшипника. Проникновение воды по валу вверх в крышку подшипника *7* предотвращается верхним торцевым резиновым уплотнением *6*. Протечки воды вниз задерживаются торцевыми резиновыми нижними уплотнениями *8* и *9*. Вода для смазки подшипника подается снизу по трубопроводу *10*, а отводится сверху трубопроводом *11*. Протечки воды по валу вниз отводятся по дренажной трубке *12*. В некоторых конструкциях подшипников протечки воды по валу вверх предупреждаются обычными сальниковыми уплотнениями. Зазоры в подшипниках с резиновыми вкладышами обычно устанавливаются равными зазорам в баббитовых подшипниках или немного меньшими, так как резина легче деформируется.

Подшипники с древеснослоистыми вкладышами конструктивно аналогичны подшипникам с резиновыми вкладышами. Опытом эксплуатации установлено, что при нормальных условиях эксплуатации, правильной конструкции и чистой смазочной воде такие подшипники на небольших турбинах могут работать достаточно удовлетворительно.

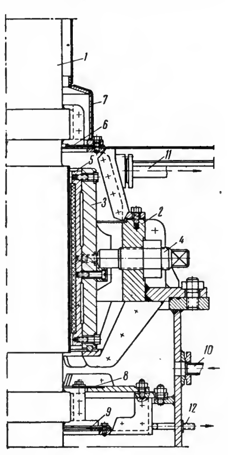


Рис. 3-23. Сегментный подшипник турбины с водяной смазкой.

3-12. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ГИДРОТУРБИН

Для обеспечения нормальной и надежной работы гидротурбин применяются вспомогательные механизмы, располагаемые обычно непосредственно в блоке гидроагрегата: оборудование масляной системы, устройства системы водяной смазки, дренажные устройства, клапаны срыва вакуума, холостые выпуски, затворы перед турбинами и различная измерительная аппаратура.

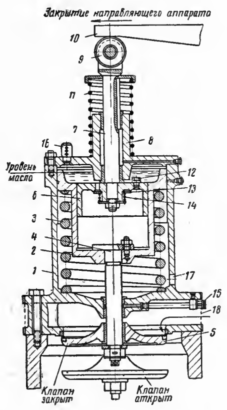


Рис. 3-24. Клапан срыва вакуума.

Оборудование масляной системы турбин включает насосы для откачки протечек масла из сервомоторов направляющего аппарата и полостей сервомоторов при опорожнении системы регулирования (лекажные агрегаты), а в турбинах с масляной смазкой подшипников — также насосы для подачи масла в подшипник и для откачки отработанного масла, охладители масла и масляные фильтры при замкнутой системе смазки.

В турбинах с водяной смазкой для очистки воды, подаваемой в подшипники, от взвешенных наносов применяются специальные водяные фильтры, устанавливаемые на подводящих трубопроводах.

Дренажные устройства предназначены для откачки воды, проникающей в крышку турбины через неплотности соединений крышки и деталей направляющего аппарата. Основным механизмом для откачки воды является центробежный насос, автоматически включающийся при достижении предельного уровня воды в крышке и не требующий заливки при пуске. В качестве резерва для откачки часто применяются эжекторы, устанавливаемые в крышке турбины. Спуск воды из спиральной камеры и водовода при ремонтах и осмотрах их производится через спускной клапан, располагаемый в наиболее низком месте водовода.

Клапаны срыва вакуума. При быстром сбросе нагрузки работающим гидроагрегатом и закрытии при этом направляющего аппарата в проточной части турбины за рабочим колесом возникает вакуум, так как вода по инерции уходит в нижний бьеф. Затем вследствие созданного под рабочим колесом вакуума вода обратной волной устремляется из нижнего бьефа к рабочему колесу и вызывает гидравлический удар, сила которого может оказаться весьма значительной, способной подбросить ротор агрегата и привести к серьезным разрушениям турбины и генератора. Основным мероприятием, предупреждающим возникновение гидравлического удара в турбине, является установка на крышке турбины клапанов срыва вакуума.

Одна из конструкций клапана срыва вакуума приведена на рис. 3-24. Корпус клапана *1* закрепляется на крышке турбины. Внутри корпуса размещен цилиндр *2*, отжимаемый вверх на закрытие пружиной *3*. В нижней части цилиндра закреплен шток *4* с тарелкой клапана *5* на конце его. Внутри цилиндра, заполненного маслом, вставлен пор-

шень *6* со штоком *7*, проходящим вверх через крышку клапана *8*. На конце штока размещен ролик *9*, упирающийся в клин *10* и закрепленный на регулирующем кольце направляющего аппарата. Поршень с роликом поднимается вверх пружиной *11*. В дне поршня имеется дросселирующая пробка *12* и обратный клапан *13*, прижимаемый к дну пружиной *14*. Смазка втулок производится текалемитными масленками *15*.

Полость клапана над цилиндром всегда соединена с атмосферой дросселем *16*, а полость под цилиндром — отверстием *17*. Впуск воздуха в полость рабочего колеса происходит через окна *18*.

На рис. 3-24 клапан изображен в закрытом положении. При быстром сбросе нагрузки и закрытии вследствие этого направляющего аппарата клин нажимает на ролик, поршень резко опускается вниз и давлением через масло, находящееся под поршнем, опускает вниз цилиндр, а вместе с ним и тарелку клапана. При этом воздух устремляется в камеру рабочего колеса. Тем временем масло под действием давления под поршнем, образованного силой пружины, медленно перетекает через дроссельное отверстие в область над поршнем, цилиндр поднимается вверх и постепенно закрывает клапан.

Время закрытия клапана зависит от величины дроссельного отверстия и вязкости масла. Диаметр отверстия подбирается во время заводских испытаний клапана опытным путем.

При медленном изменении нагрузки происходит перепуск масла через дроссельное отверстие и клапан при этом не открывается.

Холостой выпуск представляет собой специальный клапан, устанавливаемый у входа в спиральную камеру высоконапорных радиально-осевых гидротурбин и предназначенный для ограничения повышения давления в напорном трубопроводе путем сброса части воды помимо турбины.

При быстрых сбросах нагрузки холостой выпуск открывается, сбрасывая воду из трубопровода, и затем постепенно закрывается, что предотвращает повышение давления в трубопроводе от гидравлического удара.

Холостой выпуск снабжается масляным катарактом, который обеспечивает открытие клапана выпуска только при быстрых сбросах нагрузки, когда возможно существенное повышение давления. При медленном изменении нагрузки агрегата катаракт неподвижен и холостой выпуск не открывается.

На рис. 3-25 показана одна из конструкций холостого выпуска с гидравлическим приводом. Колено холостого выпуска *1* фланцем входного патрубка крепится к спиральной камере. В верхней части колеса имеется цилиндр, в котором расположен поршень *2* вспомогательного водяного сервомотора, закрепленный на штоке *3*. Выше на штоке расположен поршень *4* масляного сервомотора. Снизу на том же штоке закреплен конический клапан *5*. Шток направляется втулками *6*. Снизу к колену присоединен корпус клапана *7* и выходной патрубок *8*. Рядом с масляным сервомотором расположен его золотник *9*, игла которого передачей *10* связана с катарактом *11*.

В случае сброса нагрузки и быстрого закрытия направляющего аппарата сработает катаракт холостого выпуска и переместит иглу его золотника вниз. При этом нижняя полость цилиндра масляного сервомотора соединится со сливным резервуаром и давление в этой полости упадет. Вследствие отсутствия давления под поршнем масляного сервомотора и того, что диаметр поршня вспомогательного водяного сервомотора меньше диаметра клапана, холостой выпуск откроется. В дальнейшем под действием катаракта и обратной связи от поршня масляного сервомотора золотник переместится вверх и соединит нижнюю полость цилиндра сервомотора с напорным трубопроводом от котла маслона-

порной установки. Давлением на поршень масляного сервомотора создастся усилие вверх, и клапан будет закрываться.

Следовательно, положение клапана холостого выпуска зависит от действующих на него сил. В закрытом положении сумма усилий поршня масляного сервомотора и поршня вспомогательного водяного сервомотора больше давления на клапан. При открытом клапане, когда усилие поршня масляного сервомотора отсутствует, давление на клапан больше усилия, создаваемого поршнем вспомогательного сервомотора.

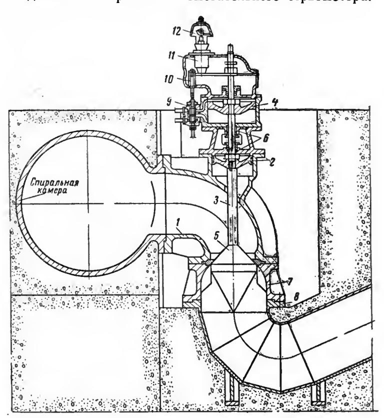


Рис. 3-25. Холостой выпуск.

Особенностью привода конструкции холостого выпуска является наличие кулачка *12*, профиль которого обеспечивает программное перемещение клапана, дающее наивыгоднейшее соотношение между повышением давления в спиральной камере турбины и скоростью вращения агрегата.

Затворы на напорных трубопроводах устанавливаются перед турбинами. Для крупных гидротурбин наибольшее распространение получили дисковые и шаровые затворы. При очень высоких напорах, иногда применяются игольчатые затворы.

Наиболее простым по конструкции является дисковый затвор (рис. 3-26,*а*), состоящий из корпуса *1*, внутри которого на валу поворачивается диск затвора *2* чечевицеобразного сечения. Поворот диска осуществляется гидравлическим приводом (сервомотором). Перед началом открытия затвора спиральная камера турбины заполняется водой через обводной трубопровод небольшого диаметра (байпас) *3*. Дисковые затворы применяются для напоров до 200—250 *м* и выполняются диаметром до 7—8 *м*.

Шаровой затвор (рис. 3-26,б) состонт нз корпуса *1* н шарового ротора *2*, виутреиинй диаметр которого равен диаметру трубопровода. Поворот ротора иа 90° осуществляется с помощью сервомотора. Коиструкцня шарового затвора сложнее днскового. Изготовляются эти затворы диаметром до 3 *м* и примеияются для высоких напоров.

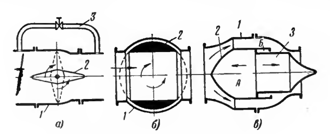


Рис. 3-26. Схемы турбинных затворов.
а — дисковый затвор; *б* — шаровой затвор; *в* — игольчатый затвор.

Дисковые н шаровые затворы работают иормально только прн полных открытиях. В промежуточиых положеииях оин плохо обтекаемы н вызывают большне возмущеиия потока.

Игольчатый затвор (рис. 3-26,в) состоит из корпуса *1*, виутри которого расположеи обтекатель *2*, соедииеный с корпусом ребрами. В обтекателе помещеи подвижиой плуижер *3*, который, перемещаясь, открывает нлн закрывает отверстне трубопровода. Перемещенне плунжера осуществляется давлеиием воды в камере *А* нли *Б*. Игольчатый затвор обладает хорошими гидравлическими качествами, иадежио уплотняется, легко управляется н может работать прн частичных открытиях. Недостатком его являются коиструктивиая сложность, большие габариты н вес, а также высокая стоимость.

3-13. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Дополиительно к вспомогательиым механизмам, расположеиным в блоке агрегата, гидроэлектростаиция имеет общестаиционное вспомогательиое оборудоваиие н устройства, обслуживающие все основное эиергетнческое оборудованне станцнн. К вспомогательному оборудоваиию стаицнн относятся: масляиое хозяйство, пиевматическое оборудование, водоотлнвные устройства, техническое водосиабжеине и краиовое оборудоваиие машиниых здаиий.

Масляное хозяйство крупных гидроэлектростанцнй состоит из ряда соответствеиио оборудоваииых сооружеинй, предназначенных для хранения, очнсткн н восстановлеиня масел. Сложность масляного хозяйства стаицин объясияется большнм количеством масла, потребляемого для систем смазки агрегатов, служебных механизмов н оборудоваиия и для регуляторов скорости, а также высокнмн требованиями, предъявляемыми к качеству масла. Правильиая органнзацня масляного хозяйства увеличивает иадежиость и срок службы оборудовання, его межремонтные срокн и уменьшает эксплуатацнонные расходы станцнн.

Схема масляного хозяйства, размещеиного в здании станцни, приведена на рис. 3-27.

Пневматическое хозяйство гидроэлектростанции представляет собой едниую систему, состоящую из одиой нлн нескольких компрессорных устаиовок высокого н низкого давлення (5—40 *ати*) и трубопроводов, транспортнрующнх сжатый воздух к отдельным потребнтелям.

Сжатый воздух на гидроэлектростанциях прнменяется для заполиення масловоздушных котлов снстемы регулнрования гндроагрегатов, торможення ротора агрегата, отжатня воды нз камеры рабочего колеса

турбины при работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора, создания незамерзающей полыньи перед затворами, а также для электрических масляных и воздушных выключателей и разъеднителей. Сжатый воздух необходим и для приведения в действие пневматических инструментов при монтаже и ремонтах оборудования.

Техническое водоснабжение обеспечивает потребность в воде систем охлаждения генераторов, охлаждения трансформаторов, охлаждения масла подпятников, подшипников и регуляторов гидротурбин, а также вакуум-насосов и подшипников турбин, работающих на водяной смазке.

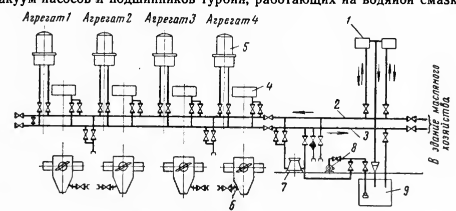


Рис. 3-27. Схема масляного хозяйства.

1 — напорный бачок; *2* — напорная магистраль; *3* — сливная магистраль; *4* — подпятник агрегата; *5* — система регулирования турбины; *6* — удаление масла из рабочего колеса; *7* — центрифуга; *8* — насос; *9* — сливной бак.

Для технического водоснабжения, как правило, используется вода реки, на которой расположена гидроэлектростанция. В тех случаях, когда напор станции достаточен для работы охладительных и других устройств, вода забирается непосредственно из верхнего бьефа, из спиральных камер турбин или из напорного трубопровода. Такое самотечное водоснабжение применяется обычно при напорах станции от 12 до 60—70 *м*.

На станциях с напорами менее 12 *м* систему технического водоснабжения питают с помощью центробежных насосов. Насосная система применяется также при напорах, больших 60—70 *м*, причем давление воды в системе водоснабжения при этом не должно быть более 50 *м*.

В тех случаях, когда охладители расположены выше уровня верхнего бьефа, но не более чем на 2—4 *м*, может применяться сифонно-самотечное водоснабжение. Первоначально вакуум в сифонах создается при помощи вакуум-насоса.

Выбор системы водоснабжения определяется условиями обеспечения надежности и экономичности и работы гидроэлектростанции.

Вода, потребляемая для технических нужд станции, должна быть чистой. При сильном загрязнении воды и большом количестве взвешенных наносов применяются специальные водоочистные устройства.

Схема технического водоснабжения с забором воды из спиральных камер и установкой резервного насоса представлена на рис. 3-28.

Водоотливные устройства применяются для удаления воды из спиральных камер и отсасывающих труб при ревизиях и ремонтах оборудования и подводных строительных конструкций. Чаще всего применяются осушающие устройства в виде стационарных установок с горизонтальными центробежными насосами или опускные насосы, установленные на передвижной площадке. Могут применяться передвижные насосы, устанавливаемые лишь на время работы, а также шахтные и эжек-

торные насосы, располагаемые в вертикальных колодцах промежуточных бычков.

Грузоподъемные краны машинного здания станции служат для монтажа, ремонтов и демонтажа гидротурбин, генераторов и вспомогательного оборудования.

В зданиях ГЭС с высокими машинными залами, высота которых допускает транспортировку ротора генератора внутри здания, агрегаты обслуживаются мостовыми кранами.

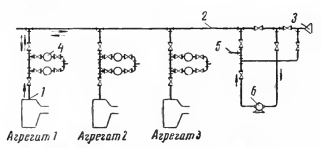


Рис. 3-28. Схема технического водоснабжения.

1 — забор воды из спиральной камеры; *2* — резервная магистраль; *3* — забор воды в верхнем бьефе; *4* — фильтр; *5* — пожарная магистраль; *6* — резервный насос.

На гидростанциях без машинных зданий, когда генераторы располагаются в специальных шахтах или в низких машинных зданиях, не позволяющих транспортировать ротор генератора, агрегаты обслуживаются козловыми кранами. Для удобства обслуживания гидроагрегатов при ревизиях и ремонтах в низких машинных зданиях дополнительно устанавливаются мостовые краны грузоподъемностью, достаточной для транспортировки небольших деталей и узлов.

Грузоподъемность крана определяется весом наиболее тяжелого узла генератора или турбины, транспортировка которого возможна только в собранном виде. Обычно таким узлом является ротор генератора с валом или без вала. При использовании двух спаренных кранов для подъема грузов необходимо учитывать дополнительно также вес траверсы, требуемой для спаренной работы кранов, который достигает 10% веса наиболее тяжелых поднимаемых узлов агрегата.

Количество устанавливаемых кранов определяется грузоподъемностью их и числом гидроагрегатов станции. При большой грузоподъемности и количестве агрегатов более шести — восьми устанавливаются обычно два одинаковых крана грузоподъемностью, равной половине максимально необходимой. Это улучшает маневренность кранов в процессе монтажа оборудования и уменьшает эксплуатационные расходы на работающей станции. Кроме того, применение двух кранов уменьшает нагрузки на подкрановые конструкции.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РЕГУЛИРОВАНИЕ ГИДРОАГРЕГАТОВ И АВТОМАТИКА

4-1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕГУЛЯТОРОВ СКОРОСТИ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Одним из основных требований к качеству электрической энергии, вырабатываемой гидроагрегатом, является постоянство частоты переменного тока. В электрических сетях Советского Союза частота переменного тока принята равной 50 периодам в секунду (герц).

Частота тока зависит от скорости вращения гидроагрегата, и, следовательно, для поддержания постоянной частоты тока необходимо все

время иметь неизменную скорость вращения генератора, что возможно лишь при постоянном соответствии между нагрузкой генератора и мощностью турбины.

Обеспечение постоянства частоты тока в сети осуществляется изменением мощности турбины. Так как напор и к. п. д. турбины в каждый данный момент постоянны, то изменение мощности турбины может происходить лишь при изменении расхода воды, которое осуществляется поворотом лопаток направляющего аппарата, а в поворотнолопастных турбинах и одновременным поворотом лопастей рабочего колеса. Такое изменение открытий направляющего аппарата и положения лопастей рабочего колеса должно производиться одновременно с изменением нагрузки в сети.

Непрерывное поддержание постоянной скорости вращения гидроагрегата при изменяющейся нагрузке генератора путем приведения мощности турбины в соответствие с нагрузкой генератора осуществляется автоматическим регулятором скорости гидроагрегата.

4-2. ВИДЫ РЕГУЛЯТОРОВ

Механизмом автоматического регулятора скорости, воспринимающим изменение скорости вращения гидроагрегата и воздействующим через распределительное устройство регулятора на регулирующий орган турбины (направляющий аппарат, рабочее колесо), является маятник. По принципу действия маятники разделяются на центробежные, гидравлические и электрические.

В гидротурбостроении наибольшее распространение имеет центробежный маятник, в котором изменение скорости приводит к изменению центробежной силы вращающихся грузов и соответствующему перемещению их. Перемещение грузов передается к распределительному устройству регулятора, которое через регулирующий орган приводит мощность турбины в соответствие с нагрузкой генератора.

В гидравлическом маятнике насос подает жидкость под давлением, пропорциональным скорости вращения турбины, в цилиндр с поршнем. В соответствии с величиной давления поршень изменяет свое положение, воздействуя на элементы регулирования.

В современных электрогидравлических регуляторах, имеющих электрический маятник, при изменении скорости вращения гидроагрегата, а следовательно, и частоты тока электрический сигнал через соответствующие электрические схемы передается в электромеханический исполнитель, воздействующий на элементы регулирования турбины.

Все регуляторы скорости гидротурбин можно классифицировать по следующим признакам:

по способу регулирования:
- регуляторы прямого действия;
- регуляторы непрямого действия;

по принципиальной схеме питания маслом:
- регуляторы проточного типа;
- регуляторы котельного типа;

по принципиальной схеме регулирования скорости:
- изодромные регуляторы с воздействием по скорости;
- регуляторы с воздействием по скорости и ускорению;

по числу регулирующих органов:
- регуляторы, воздействующие на один регулирующий орган;
- регуляторы, воздействующие на два регулирующих органа;

по конструкции:
- регуляторы гидромеханические, в которых маятник и связи между отдельными элементами механические;

регуляторы гидравлические, в которых маятник, а иногда и основные передачи, гидравлические;

регуляторы электрогидравлические, в которых маятник и основные передачи электрические.

Применяемые в настоящее время регуляторы гидротурбин по своей принципиальной схеме в большей части одинаковы. Это регуляторы непрямого действия с воздействием по скорости, имеющие изодромную обратную связь и механизм остающейся неравномерности, а также различные механизмы настройки управления и автоматизации.

Для крупных гидротурбин применяются в основном гидромеханические регуляторы. Гидравлические регуляторы применяются иногда для небольших гидротурбин. Перспективными являются электрогидравлические регуляторы, применяемые в настоящее время на ряде крупных гидротурбин современных гидроэлектростанций.

4-3. РЕГУЛЯТОРЫ ПРЯМОГО И НЕПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

В регуляторах прямого действия перемещающее усилие маятника должно быть достаточным для передвижения регулирующего органа турбины. В таком регуляторе маятник выполняет две функции: воспринимает изменение скорости вращения гидроагрегата и перемещает его регулирующий орган. Регуляторы прямого действия не могут развивать больших перемещающих усилий и вследствие этого применяются только для малых гидротурбин.

Для перемещения регулирующих органов крупных гидротурбин требуются большие усилия. Поэтому для регулирования современных турбин применяются регуляторы непрямого действия, характеризующиеся наличием специального гидравлического усилителя — сервомотора, выполняемого обычно в виде гидравлического цилиндра с поршнем, который перемещает регулирующий орган турбины. В такой схеме маятник выполняет роль механизма, следящего за скоростью вращения турбины. При изменении скорости вращения турбины маятник осуществляет перемещение распределительного золотника, который направляет рабочую жидкость под давлением в ту или иную полость сервомотора. При этом поршень сервомотора перемещается в заданном направлении и создает усилие, необходимое для перестановки регулирующих органов турбины. Тип и конструкция регулятора определяются способом подачи масла под давлением к распределительному золотнику.

4-4. ПРОТОЧНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ

В регуляторах проточного типа (рис. 4-1) масло под давлением подается непосредственно к распределительному золотнику *1* непрерывно вращающимся насосом *2*. В регуляторах этого типа распределительный золотник имеет отрицательное перекрытие, т. е. выступы (пояса) тела золотника не перекрывают полностью рабочие окна в корпусе. При среднем положении золотника, которое соответствует установившемуся режиму работы агрегата, между выступами тела золотника и кромками рабочих окон имеются зазоры, благодаря чему масло обтекает выступы тела золотника и, не производя работы, сбрасывается в сливной резервуар *3*, откуда оно вновь засасывается насосом. Однако, как только тело распределительного золотника воздействием маятника *4* будет выведено из среднего положения, масло станет подаваться в соответствующую полость сервомотора *5* и создавать необходимое усилие для перемещения регулирующего органа турбины.

Для пуска гидроагрегата в работу, когда масляный насос не может работать из-за отсутствия энергии для привода его, применяется специ-

альный мехаиизм ручиого регулирования, который может быть использоваи также для ручного регулирования работающей турбины.

Конструктивно регулятор проточиого тнпа обычио выполняется в виде колонкн, на которой установлены масляиый насос, сервомотор с распределнтельным золотником и маятник. Виутри колонкн располагается сливной резервуар.

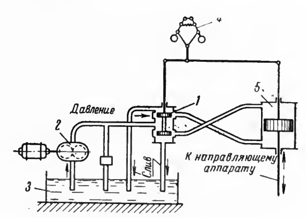


Рис. 4-1. Схема проточного регулятора.

В регуляторах этого типа сложно создавать большие перестаиовочные усилия, и поэтому оии прнмеияются только для регулироваиня гидротурбин небольшой мощности.

4-5. КОТЕЛЬНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ

В регуляторах котельиого типа (рнс. 4-2), применяемых для крупных гидротурбнн, масло под давлением поступает к распределительному золотику *1* нз масловоздушного котла *2*, который представляет собой аккумулятор энергии, расходуемой в процессе регулироваиия турбины. Уровеиь н давлеиие масла в котле поддерживается иасосом *3*, снабжеиным клапанами: предохранительным *4*, перепускиым *5* н обратным *6*. Сжатый воздух в котле, нагнетаемый компрессором, обеспечнвает запас эиергии, достаточный для пуска турбины н управления ею в течеиие некоторого времени в случае выхода из строя масляного иасоса.

Распределительный золотник котельного регулятора нмеет положительные перекрытня, т. е. при среднем положении золотиика рабочие окиа в корпусе перекрываются полиостью выступамн тела золотника. В процессе регулнроваиия, когда распределительиый золотиик под воздействием цеитробежного маятника *7* перемещается в ту или другую стороиу, масло под давлеиием поступает из масловоздушиого котла через открытые рабочие окиа золотника в цилиндр сервомотора *8* и создает усилие, необходимое для поворота лопаток направляющего аппарата. В поворотнолопастиых гидротурбинах масло одновремеиио подается н в сервомотор рабочего колеса через его золотиик, который управляется специальным комбииаторным устройством, обеспечнвающим необходимую синхронизацию поворота лопастей рабочего колеса и лопаток направляющего аппарата.

Вследствие того что генератор должен вырабатывать всегда ток определенной частоты, требуется, чтобы снстема регулнроваиия не только обеспечнвала постояиную скорость вращеиия турбины в установнвшемся режнме, но н поддерживала ту же скорость вращеиия по окоичаиии процесса регулирования.

Пределы, в которых регулятор удерживает скорость вращения агрегата при установившихся режимах работы, называют степенью остающейся неравномерности регулирования. Степень остающейся неравномерности регулирования равна:

$$\delta = \frac{n_1 - n_2}{n_{ср}} \cdot 100,$$

где n_1 — скорость вращения агрегата на холостом ходу;

n_2 — скорость вращения при полной нагрузке;

$n_{ср}$ — средняя скорость вращения, равная $\frac{n_1 + n_2}{2}$.

В современных гидроагрегатах степень остающейся неравномерности регулирования допускается в пределах 2—4%.

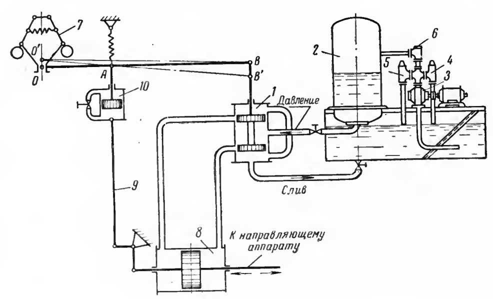


Рис. 4-2. Схема котельного регулятора.

Получение практически одинаковой скорости вращения после регулирования достигается применением обратной связи (выключателя) *9* между передачей к золотнику и поршнем сервомотора.

Обратная связь может быть выполнена жесткой шарнирной или с изодромным (упругим) механизмом.

Регуляторы с жесткой обратной связью работают устойчиво лишь при значительной величине степени остающейся неравномерности (10—12%). Поэтому такие регуляторы применяются только для мелких гидроагрегатов.

Для крупных гидроагрегатов применяются регуляторы с изодромным механизмом обратной связи *10*, дающим возможность уменьшить или полностью исключить неравномерность регулирования.

Изодромный механизм представляет собой такое устройство, которое, будучи выведено из среднего положения, само с необходимой заранее установленной скоростью возвращается в среднее положение. Изодромный механизм выполняется обычно в виде пружинно-масляного катаракта (компенсатора), состоящего из заполненного маслом цилиндра, внутри которого размещены поршень и пружины, перемещающие поршень в ту или другую сторону относительно цилиндра. Цилиндр катаракта связан рычажной или тросовой передачей с поршнем сервомотора направляющего аппарата, а поршень катаракта — с передачей

от маятннка к распределнтельиому золотннку. В поршне катаракта нмеются небольшие отверстия, через которые масло может медлеино перетекать нз одной полостн в другую. Это происходит, когда поршень катаракта отклоняется от своего средиего положения во время измеиення иагрузки геиератора при движенин сервомотора на закрытие или открытне.

Котельные регуляторы скорости среднх и крупных гидротурбин состоят обычно нз колонки управлеиия, отдельной маслоиапориой установкн (МНУ), сервомоторов иаправляющего аппарата, сервомотора рабочего колеса (у поворотнолопастных турбин) и системы масляных трубопроводов. В некоторых коиструкцнях современных мощных регуляторов колонка управления объедниена с маслонапорной установкой в одни блок.

В колонке управлеиня расположены: цеитробежиый маятинк, распределительные золотники регулятора скорости и комбииатора и механизмы управления турбииой (мехаиизм остающейся неравиомерностн, механнзм нзменеиия скорости вращеиня, устройство для автоматнческого пуска и остаиовки турбины, механизм ограннчения открытня и др.). В связн с тем что распределнтельиый золотиик ие обеспечивает больших перестановочиых усилий, в регуляторах скорости мощных гидротурбин применяется распределнтельиая снстема, состоящая нз вспомогательного сервомотора, побуднтельиого золотинка н главного распределнтельного золотиика.

Маслонапориая устаиовка, предиазиаченная для обеспечения маслом под давлеиием всей системы управлення и регулировання турбнной, состонт из иапорного масловоздушного котла, слнвиого бака н масляиых насосов с арматурой.

Сервомоторы иаправляющего аппарата и рабочего колеса устаиавливаются соответствеиио вблизи от регулнрующего кольца и во втулке рабочего колеса и связываются с колонкой управлення масляиымн трубопроводамн и рычажиыми или тросовыми передачами обратиой связн.

4-6. РЕГУЛИРОВАНИЕ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПО СКОРОСТИ

Процесс регулнроваиия изодромным регулятором, когда центробежиый маятник отзывается на нзменеине скоростн вращення агрегата в случае умеиьшеиия иагрузкн иа генератор, происходит в следующем порядке (рнс. 4-2).

Прн установнвшемся режиме гидроагрегата и постоянной скорости его вращения муфта центробежного маятинка, рычаг *OAB* и распределительный золотинк будут иаходиться в среднем положеинн. Если нагрузка на геиератор уменьшнтся, то скорость вращеиия гидроагрегата будет увелнчиваться, повысится также скорость вращення цеитробежного маятника, что вызовет перемещенне его муфты вверх. Рычаг *OAB* повернется при этом вокруг точки *A*, займет новое положенне *O'AB'* и своим концом сдвннет распределнтельный золотник вннз. Масло поступит в правую полость сервомотора, и поршень его передвннется влево, уменьшая открытие иаправляющего аппарата, что соответственно сннзнт расход воды через турбииу и умеиьшит скорость вращеиня. Одиовременно поршеиь сервомотора через масляный катаракт, который в первый момеит будет работать как жесткая связь, так как масло не успеет перетечь через дроссельиые отверстия, иачиет перемещать вверх точку *A* рычага. Рычаг в положеинн *O'AB'*, поворачиваясь вокруг точки *O'*, будет сжнмать пружииу катаракта и возвращать распределнтельиый золотинк вверх, к средиему положеиию. Рычаг при этом займет положеиие *O'B*. Но пружниа катаракта будет стремиться заиять свое первоиачальное положеиие, возвращая точку *A* вместе с поршнем катаракта в средиее положение.

При движении точки *A* вниз рычаг будет поворачиваться вокруг муфты маятника и перемещать распределительный золотник снова вниз, на закрытие направляющего аппарата. Процесс регулирования завершится только тогда, когда поршень катаракта и распределительный золотник возвратятся в первоначальные положения. При этом скорость вращения агрегата установится нормальной, а направляющий аппарат займет положение, в котором мощность турбины будет соответствовать новой нагрузке генератора.

Регулирование при увеличении нагрузки на генератор выполняется аналогично регулированию при уменьшении нагрузки, только перемещения механизмов регулирующей системы происходят в обратном порядке.

4-7. РЕГУЛИРОВАНИЕ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПО СКОРОСТИ И УСКОРЕНИЮ

При регулировании по скорости центробежный маятник отзывается на изменение скорости агрегата, и муфта маятника в этом случае перемещается пропорционально изменению скорости вращения. В такой системе регулятор начинает действовать не одновременно с мгновенным изменением нагрузки генератора, а с некоторым запаздыванием и при частичном открытии окон распределительного золотника. Это приводит к некоторому отставанию начала действия системы регулирования.

С целью устранения такого замедления в современных системах регулирования иногда применяют регуляторы, отзывающиеся не только на изменение скорости вращения, но и на ускорение этого вращения при изменении нагрузки на агрегат. В первый момент процесса регулирования ускорение сразу же приобретает максимальное значение, тогда как изменение скорости в это время равно почти нулю. Отзываясь на максимальное ускорение, регулятор сразу же открывает окна распределительного золотника на значительную величину. Следовательно, поршень сервомотора регулирующего органа начнет перемещаться в нужном направлении еще до того, как изменение скорости вращения агрегата и центробежного маятника достигнет некоторой величины, необходимой для соответствующего открытия окон распределительного золотника.

Главным преимуществом таких регуляторов является то, что при резком изменении нагрузки временное изменение скорости вращения агрегата значительно меньше, чем в схеме регулирования только по скорости. Заметно уменьшается также величина повышения давления в подводящем трубопроводе при гидравлическом ударе, возникающем после сброса нагрузки.

В схемах регулятора по скорости и ускорению, помимо обычного центробежного маятника (измерителя скорости), применяется устройство, измеряющее ускорение, называемое инерционным измерителем ускорения.

4-8. ДВОЙНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ГИДРОТУРБИН

В поворотнолопастных и ковшовых гидротурбинах имеются два регулирующих органа, и мощность, развиваемая турбиной, определяется положением каждого из них. Одна и та же величина мощности турбины может быть получена при различных сочетаниях положений ее регулирующих органов, однако для каждого установившегося режима работы существует наивыгоднейшее взаимное их расположение. Оптимальную зависимость между положением регулирующих органов при различных установившихся режимах работы турбины называют комбинаторной зависимостью. Для поворотнолопастных гидротурбин это — зависимость между открытием направляющего аппарата и углом разворота лопастей рабочего колеса, а для ковшовых — зависимость между положением иглы сопла и отклонителем струи. Группу механизмов системы двойного

регулирования, координирующих взаимное положение сервомоторов регулирующих органов, называют комбинатором.

Комбинатор представляет собой клин или кулачок с криволинейным профилем, который кинематически связан с поршнем сервомотора направляющего аппарата турбины и перемещается одновременно с открытием или закрытием направляющего аппарата. На клин или кулачок опирается рычаг с роликом, связанный с золотником регулятора. Кроме комбинатора, система двойного регулирования дополнительно снабжается сервомотором, управляющим вторым регулирующим органом и распределительным золотником.

Комбинаторная зависимость, соответствующая наивыгоднейшему к. п. д. турбины, должна изменяться соответственно изменению напора

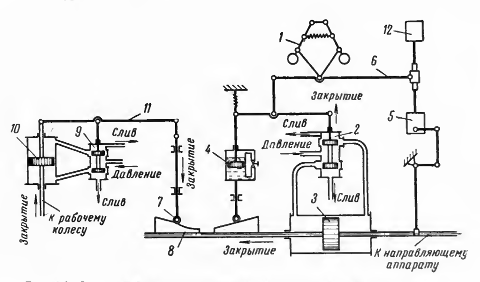


Рис. 4-3. Схема двойного регулирования поворотнолопастной гидротурбины.

станции. Такие изменения зависимости, называемые настройкой комбинатора по напору, осуществляются пространственным изменением формы кулачка комбинатора.

В поворотнолопастных гидротурбинах направляющий аппарат и лопасти рабочего колеса приводятся в движение отдельными сервомоторами. Сервомотор направляющего аппарата, действующий, как правило, быстрее сервомотора рабочего колеса, используется как ведущий. Он управляется непосредственно от воздействия маятника, а сервомотор рабочего колеса является ведомым, и им управляет комбинатор в зависимости от положения направляющего аппарата.

На рис. 4-3 представлена принципиальная схема двойного регулирования поворотнолопастной турбины. Действие этой системы регулирования при частичном сбросе нагрузки происходит в следующем порядке. В результате повышения скорости вращения агрегата маятник *1* перемещает золотник *2* вверх и поршень сервомотора *3* будет передвигаться влево, закрывая направляющий аппарат турбины. Одновременно поршень катаракта *4* смещается вверх, осуществляя изодромную обратную связь, а механизм остающейся неравномерности *5* передвигает вверх правое плечо рычага *6*. При этом ролик комбинатора *7* смещается по кулачку *8* вниз. Перемещение ролика вниз приводит к перемещению вниз золотника *9*, вследствие чего поршень сервомотора *10* будет двигаться вверх, уменьшая разворот лопастей рабочего колеса и приводя к среднему положению золотник *9* с помощью рычага обратной связи *11*. В результате этих действий механизмов регулирования направляю-

щий аппарат и лопасти рабочего колеса двигаются на закрытие, и скорость вращения агрегата начинает уменьшаться из-за снижения скорости вращения маятника и действия обратной связи. Золотник *2* возвращается в среднее положение и перемещается далее вниз, вследствие чего поршень сервомотора *3* начнет двигаться вправо на открытие направляющего аппарата, а комбинатор будет разворачивать лопасти рабочего колеса на открытие. Далее происходят затухающие колебания системы регулирования. Изменение установившейся скорости вращения агрегата вручную или дистанционно может осуществляться механизмом *12*.

В ковшовых гидротурбинах при сбросах нагрузки на генератор быстрое закрытие регулирующего органа — игольчатого сопла для уменьшения мощности турбины недопустимо из-за возникновения ги-

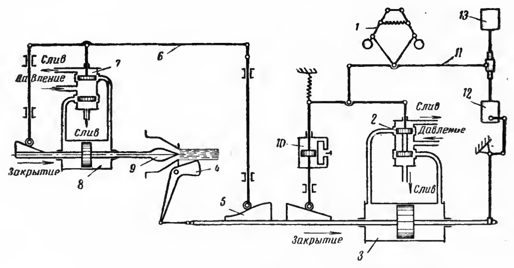


Рис. 4-4. Схема двойного регулирования ковшовой гидротурбины.

дравлического удара в напорном трубопроводе. Поэтому резкое снижение мощности в этих турбинах осуществляется специальным быстродействующим отсекателем струн, который отклоняет струю, направляя ее мимо лопаток рабочего колеса. Для быстрого уменьшения мощности необходимо, чтобы отсекатель включался в работу как можно быстрее, следовательно, рабочая кромка его должна находиться вблизи от поверхности струи. Диаметр же струи не является постоянным и зависит от мощности турбины, т. е. от положения иглы, поэтому положение отсекателя тоже не является постоянным. Согласование наивыгоднейших положений рабочей кромки отсекателя и иглы сопла производится комбинатором.

На рис. 4-4 представлена наиболее распространенная принципиальная схема регулирования ковшовой гидротурбины. В этой схеме ведущим является более быстродействующий сервомотор отсекателя. Передача изодромной связи идет от этого же сервомотора, а сервомотор иглы сопла управляется комбинатором.

В рассматриваемой схеме после значительного сброса нагрузки и повышения скорости вращения турбины маятник *1* через систему рычагов смещает золотник *2* вверх и сервомотор *3*, двигаясь вправо, начинает перемещать отсекатель *4* на закрытие, одновременно перемещая ролик по клину комбинатора *5* вниз. При этом рычаг *6* смещает золотник *7* вниз, вследствие чего сервомотор *8* перемещает иглу сопла *9* на закрытие. Передача обратной связи через катаракт *10* смещает золот-

ник *2* вниз к среднему положению. При этом скорость вращения турбины, достигнув некоторого максимума, начнет снижаться.

Далее золотник *2*, пройдя среднее положение и идя вниз, начнет смещать сервомотор *3* на открытие и отсекатель станет выходить из струи, увеличивая мощность турбины. Происходит ряд затухающих колебаний системы регулирования, и скорость вращения турбины приближается к нормальной. По окончании регулирования скорость вращения турбины установится в соответствии с положением рычага *11*, перемещаемого механизмом остающейся неравномерности *12* или механизмом изменения скорости вращения *13*.

При малых колебаниях системы регулирования движения отсекателя не сказываются на изменении мощности турбины, так как перемещения режущей кромки отсекателя происходят вне струи. Изменение мощности турбины производится лишь перемещением иглы сопла.

В случаях резкого увеличения нагрузки отсекатель лишь дальше отходит от струи, а повышение мощности турбины происходит благодаря движению иглы сопла на открытие.

4-9. ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР СКОРОСТИ

В электрогидравлическом регуляторе все функции, связанные с изменением скорости вращения агрегата, созданием обратной связи, воздействием механизма изменения скорости вращения и суммированием сигналов регулирования, выполняются электрическими устройствами.

Система электрогидравлического регулирования позволяет:

обеспечивать автоматизацию всех процессов управления и защиты агрегата в режимах холостого хода, изолированной работы, работы на общую сеть и группового регулирования. Для этой цели в схеме электрогидравлического регулятора предусмотрен ряд реле;

производить соединение регуляторов всех агрегатов станции в систему группового регулирования с осуществлением автоматического управления работой группы агрегатов от общестанционного датчика мощности. Регуляторы отдельных агрегатов в этом случае служат для распределения нагрузки между агрегатами группы;

осуществлять регулирование по нескольким параметрам путем суммирования регулирующих импульсов (регулирование мощности по водотоку, по перетокам энергии в линиях передач энергосистемы и др.).

Основными элементами электрогидравлического регулятора являются: выявитель, релейная часть и гидромеханические устройства. Выявитель и релейная часть располагаются в шкафу электрооборудования, а гидромеханические устройства — в колонке управления.

Выявителем называется устройство, включающее все электрические элементы, непосредственно не связанные с его механическими узлами и служащие для формирования электрического сигнала управления золотником регулятора.

Релейная часть состоит из ряда электрических устройств, действие которых обеспечивает пуск, остановку, изменение режимов работы гидроагрегатов и некоторые виды защиты.

Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора приведена на рис. 4-5. От специального тахогенератора *1*, жестко связанного с валом *2* гидроагрегата, подается переменный ток на измерительные электрические цепи регулятора. При изменении скорости вращения агрегата изменяется частота тахогенератора, в связи с чем специальное выявительное устройство, реагирующее на изменение частоты, изменяет величину выдаваемого им электрического сигнала. После формирования и усиления этот сигнал поступает в электрическую часть исполнителя (магнит) *3*, где он преобразуется с помощью гидравлического исполнителя *4* в механическое перемещение, которое передается главному зо-

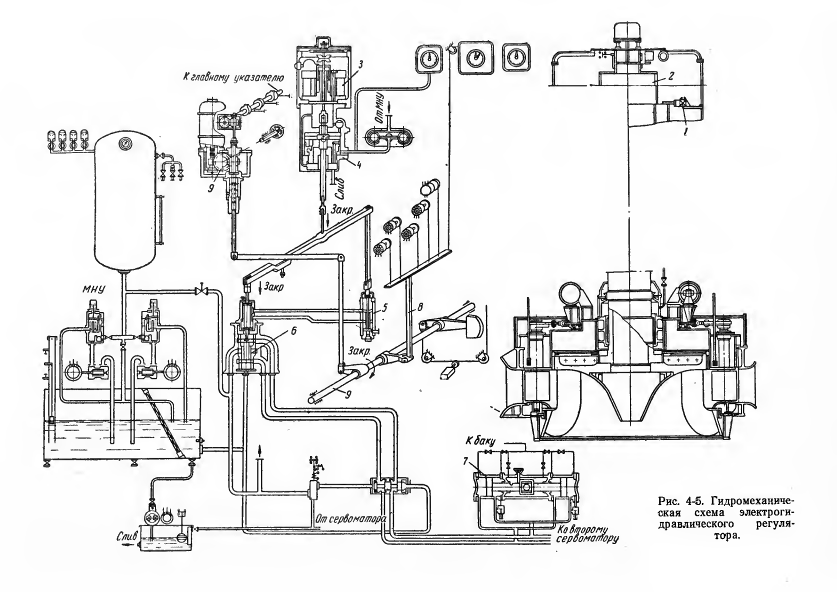


Рис. 4-5. Гидромеханическая схема электрогидравлического регулятора.

лотику регулятора *6* через систему рычагов побудительиого золотника *5*. Перемещаясь из средиего положеиия иа величниу, пропорциоиальиую величине электрического сигнала выявителя, главный золотник перепускает масло под давлеиием в полости сервомотора *7* иаправляющего аппарата турбииы. Сервомоторы поворачивают лопатки иаправляющего аппарата иа открытие или закрытие в зависимости от зиака электрического сигнала выявителя.

Механическая обратиая связь передает движеиие поршия сервомотора иа вал выключателя *8*, расположеииый в регуляторе. От вала выключателя движеиие передается на электрические датчики положеиия, обеспечивающие работу следующих электрических элемеитов схемы регулятора:

изодромиого механизма, допускающего регулироваиие времеии изодрома и иитеисивиости его действия в широких пределах и автоматически переиастраивающегося при переходе с режима холостого хода иа режим работы под иагрузкой и иаоборот;

механизма остающейся иеравиомериости, степеиь которой может регулироваться в пределах от 0 до 10%;

механизма измеиеиия скорости вращеиия, позволяющего управлять величииой нагрузки иа агрегат, а также точио сиихроиизировать агрегат перед включеиием в сеть;

системы уравииваиия открытий с переходом иа общую иитеисивность регулироваиия группы турбии по суммарному открытию направляющих аппаратов при групповом регулироваиии.

С валом выключателя связаи механизм ограиичения открытия *9* иаправляющего аппарата турбииы, который дистаициоиио осуществляет пуск, остаиовку, ручиое управлеиие и ограиичеиие открытия агрегата.

4-10. АВТОМАТИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОТУРБИНАМИ

Автоматизироваииыми гидроэлектростаициями иазываются такие, где участие обслуживающего персонала в управлеиии гидроагрегатами ограиичивается лишь подачей того или иного комаидиого воздействия, после чего все промежуточиые операции в иужиой последовательиости осуществляются соответствующими приборами автоматически. Преимуществами автоматизироваииых гидроэлектростаиций являются ускореиие выполиеиия операций пуска агрегатов, улучшеиие возможности централизоваииого управлеиия эиергосистемой, исключеиие иеправильиых операций при управлеиии агрегатами, сокращеиие количества обслуживающего персоиала.

Для обеспечеиия иадежиой автоматической работы гидроагрегата при его проектироваиии следует учитывать, что автоматизация гидроагрегата должиа производиться комплексио, т. е. одиовремеиио иеобходимо решать все вопросы, связаииые с работой гидротурбииы, геиератора и вспомогательиых устройств. Отдельиые элемеиты автоматизироваииого гидроагрегата должиы действовать согласоваиио в иужиой последовательности. Все операции, иеобходимые для пуска, остаиовки и измеиеиия режима работы гидроагрегата, должиы совершаться дистаициоиио с пульта управлеиия после подачи одиого комаидиого импульса.

Системой автоматики гидроагрегата должио обеспечиваться выполиеиие следующих операций по управлеиию его работой:

1) автоматическое приведеиие в рабочее состояиие геиератора, турбииы и вспомогательиых устройств, а также иепрерывиое поддержаиие их в состоянии готовиости к пуску;

2) дистанциоииый пуск гидроагрегата, в процессе которого механизмы гидроагрегата после получеиия пускового импульса приходят в действие в иужиой последовательиости: открывается иаправляющий

аппарат, агрегат разворачивается, синхронизируется и подключается к сети;

3) нормальная работа гидроагрегата в заданных режимах путем автоматического регулирования скорости вращения при изменениях нагрузки;

4) нормальная автоматическая остановка гидроагрегата, в процессе которой после получения командного импульса происходят разгрузка и отключение генератора от сети, закрытие направляющего аппарата турбины, торможение агрегата от заданной скорости вращения до полной остановки. После остановки агрегата все механизмы его автоматически приходят в состояние готовности к последующему пуску;

5) подача предупредительного сигнала в случаях ненормальной работы генератора, турбины, вспомогательных устройств или их отдельных механизмов, не требующих немедленной остановки агрегата;

6) аварийная автоматическая остановка агрегата:

воздействием на пуско-останавливающее устройство регулятора;

аварийным золотником, подающим масло под давлением из маслонапорной установки непосредственно в сервомоторы направляющего аппарата при срабатывании реле оборотов;

быстродействующими щитами, расположенными на водозаборе или затворами перед турбиной;

7) автоматическая работа маслонапорной установки:

пополнение маслом котла маслонапорной установки включением основного масляного насоса;

включение резервного масляного насоса при падении давления в котле маслонапорной установки ниже определенной величины;

подкачка воздуха в котел маслонапорной установки при повышении уровня масла в котле выше нормального.

8) включение насоса при повышении уровня масла в баке лекажного агрегата;

9) включение насоса или эжектора при повышении уровня воды в крышке турбины;

10) включение резервного трубопровода водяной смазки направляющего подшипника турбины;

11) управление клапаном впуска воздуха под рабочее колесо турбины;

12) перевод агрегата из режима генератора в режим синхронного компенсатора, в процессе которого после получения командного импульса закрывается направляющий аппарат, а также в случаях, когда рабочее колесо расположено ниже отметки нижнего бьефа, вода отжимается в камере рабочего колеса до заданной отметки путем автоматического впуска сжатого воздуха в область рабочего колеса;

13) перевод агрегата из режима синхронного компенсатора в режим генератора путем открытия направляющего аппарата воздействием на механизм ограничения открытия.

Для обеспечения автоматической работы гидроагрегата в конструкции его предусматриваются различные элементы и аппаратура автоматики: контактные устройства, реле, соленоиды, клапаны, поплавки и т. п.

К широко применяемым в автоматике электрическим контактным устройствам относятся:

конечные выключатели — контакты, переключающиеся в конечных положениях какого-либо механизма;

путевые выключатели — контакты, переключающиеся в промежуточных положениях механизмов;

командоаппараты (контакторы) — устройства, в которых имеется целый ряд контактов, путевых и конечных, переключающихся в не-

обходимой последовательности в зависимости от положения контролируемого механизма.

Для осуществления различных воздействий в зависимости от изменения какой-либо контролируемой величины применяются различные реле, которые при изменении этой величины подают соответствующий импульс (переключают контакты, перемещают золотник и т. п.). Значение контролируемой величины, при котором срабатывает реле, называют уставкой. Основные реле, применяемые в схемах автоматики гидроагрегатов, следующие:

электромагнитное реле — употребляется в схемах как промежуточный элемент, когда при появлении тока в одной цепи нужно в ряде других цепей разомкнуть или замкнуть контакты. Электромагнитное реле имеет катушку электромагнита, через которую проходит контролируемый ток. Когда сила тока становится больше определенной величины (уставки), электромагнит срабатывает и притягивает свой якорь, замыкая или размыкая этим ряд контактов;

реле времени — срабатывает, переключая контакты через заданный промежуток времени, после того как на реле подан электрический импульс;

температурное реле — срабатывает, когда измеряемая им температура достигнет определенной величины;

струйное реле — срабатывает при определенной скорости течения жидкости в трубе;

реле уровня — срабатывает при определенных значениях контролируемого уровня жидкости;

реле давления — срабатывает при определенных значениях измеряемого давления;

реле оборотов (центробежное) — срабатывает при определенных значениях контролируемой скорости вращения.

К аппаратуре автоматики относятся золотники дистанционного управления, применяемые для управления различными мелкими сервомоторами. Для перемещения более крупных золотников применяются электромагниты с защелкой, в которых якорь магнита после перемещения останавливается в крайнем положении и обесточивается.

Для закрытия трубопроводов, подающих воду, воздух или масло, применяются клапаны дистанционного управления — соленоидные или с гидроприводом. В соленоидных клапанах перемещение запирающего органа происходит в результате действия электромагнита с защелкой, расположенного непосредственно на клапане. В клапанах с гидроприводом запирающий орган перемещается под давлением с помощью масла; управление подачей этого масла осуществляется золотником с электрическим или механическим приводом.

Последовательность операций управления работой гидроагрегата зависит от конструкции генератора, турбины и регулятора, а также от принятой схемы автоматики. Ниже приводится последовательность операций при управлении мощным гидроагрегатом с поворотнолопастной турбиной и механическим регулятором типа РКО-250.

Пуск турбины производится в следующем порядке:

1) на пульте гидроэлектростанции дежурный поворачивает ключ управления агрегата в положение «пуск». При этом срабатывает электромагнитное реле пуска;

2) электромагнит с защелкой смещает золотник управления гидроклапаном водопровода смазки подшипника турбины, после чего электромагнит ставится на защелку и обесточивается. Гидроклапан открывается, вода поступает в подшипник турбины, срабатывает струйное реле смазки и замыкает контакты для последующих операций;

3) включается пусковой золотник, открываются гидроклапаны регулятора. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в пусковое положение. Выключается стопор сервомотора направляющего аппарата;

4) смещается золотник дистанционного управления. Направляющий аппарат открывается до пускового открытия, и агрегат начинает вращаться. Пусковое устройство постепенно открывает направляющий аппарат, увеличивая скорость вращения агрегата. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в рабочее положение;

5) с приближением к нормальной скорости вращения вступает в работу маятник и начинает действовать автоматическое регулирование скорости. Регулятор уменьшает открытие направляющего аппарата до открытия холостого хода;

6) регулятор приводит агрегат к нормальной скорости вращения, соответствующей положению механизма изменения скорости вращения. Агрегат готов к синхронизации и включается в сеть.

Нормальная остановка гидроагрегата происходит в нижеприведенной последовательности:

1) с агрегата снимается нагрузка, и генератор отключается от сети. При этом направляющий аппарат закрывается до положения холостого хода. Ключ управления на пульте устанавливается в положение «остановка». Срабатывает ряд реле, необходимых для остановки турбины и регулятора;

2) включается электромагнит остановки, перемещающий золотник дистанционного управления. С помощью главного золотника регулятора закрывается направляющий аппарат, что обеспечивает некоторый натяг между лопатками направляющего аппарата. Включается стопор сервомотора;

3) при снижении скорости вращения гидроагрегата до величины, устанавливаемой заводом — изготовителем генератора, срабатывает реле оборотов, включающее торможение ротора генератора;

4) после остановки ротора агрегата прекращается подача воды к подшипнику турбины и закрывается гидроклапан на водяном трубопроводе. Лопасти рабочего колеса устанавливаются в пусковое положение. Закрываются гидроклапаны регулятора.

Аварийная автоматическая остановка гидроагрегата происходит при возникновении в работающем агрегате неисправностей, грозящих аварией. В зависимости от причины неполадок включается реле остановки от замыкания контактов в одном из следующих устройств: в клапане для ручной аварийной остановки, реле при недопустимом уменьшении или прекращении подачи воды к подшипнику турбины, реле давления при аварийном снижении давления масла в котле, реле оборотов при разгоне агрегата.

Операции аварийной и нормальной остановок происходят в основном одинаково, за исключением того, что в аварийном случае агрегат быстро снижает нагрузку в результате закрытия направляющего аппарата пусковым устройством, и в момент, когда открытие направляющего аппарата соответствует холостому ходу турбины, происходит отключение генератора от сети.

В условиях работы мощных энергосистем часто оказывается необходимым использовать генератор в качестве синхронного компенсатора. Для этого генератор включается в сеть и вращается вхолостую в моторном режиме. Пуск гидроагрегата для работы в режиме синхронного компенсатора производится, как и при нормальном пуске в генераторном режиме, но после включения его в сеть направляющий аппарат закрывается. При этом если уровень нижнего бьефа находится ниже отметки лопастей рабочего колеса, то после закрытия направляющего аппарата вода уходит от рабочего колеса и оно продолжает вращаться

в воздухе. Когда уровень нижнего бьефа выше отметки лопастей рабочего колеса, то после закрытия направляющего аппарата оно вращается в воде, тормозится о нее лопастями и генератор, работая как электродвигатель, потребляет много энергии. В этих случаях в камеру рабочего колеса подают сжатый воздух, который понижает уровень воды в отсасывающей трубе так, чтобы рабочее колесо не касалось воды. Перевод агрегата в компенсаторный режим и отжатие воды в отсасывающей трубе осуществляются автоматически.

ГЛАВА ПЯТАЯ

КОНСТРУКЦИИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

5-1. ПАРАМЕТРЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Гидрогенератор является синхронной машиной трехфазного переменного тока и предназначен для преобразования механической энергии соединенной с ним гидротурбины в электрическую энергию. Он может также работать в качестве синхронного компенсатора, вращаясь вхолостую в моторном режиме и потребляя энергию от сети.

По расположению вала гидрогенераторы подразделяются на вертикальные и горизонтальные. Горизонтальные генераторы применяются в компоновке с гидротурбинами небольшой мощности, а в последнее время они стали применяться в капсульных агрегатах с поворотнолопастными турбинами.

На современных гидроэлектростанциях средней и большой мощности применяются, как правило, вертикальные генераторы, так как при этом упрощается конструкция, повышается надежность и улучшаются условия эксплуатации гидроагрегата, а также уменьшаются размеры машинного здания. Вертикальный генератор является составной частью единого энергетического агрегата гидроэлектростанции. В современных конструкциях гидроагрегатов узлы и детали генераторов и турбин компоновочно, конструктивно и технологически взаимно связаны. Так, в некоторых крупных гидроагрегатах генератор не имеет собственного вала и ротор его закрепляется на валу турбины. В ряде конструкций агрегатов подпятник генератора опирается на крышку турбины. Маслоприемники рабочего колеса поворотнолопастных турбин устанавливаются на верхней части генератора, а сервомотор рабочего колеса этих турбин иногда размещается во втулке ротора генератора.

Основными параметрами гидрогенератора являются его мощность, номинальное напряжение, коэффициент мощности, скорость вращения, частота тока, коэффициент полезного действия и маховой момент. Мощность и скорость вращения генератора должны соответствовать мощности и скорости вращения турбины, а масса его ротора — иметь такой маховой момент, чтобы в случаях колебаний нагрузки изменение скорости вращения удерживалось в допустимых пределах при заданном времени закрытия направляющего аппарата турбины.

Активная (действительная) мощность генератора выражается в киловаттах и равна

$$P=\eta N,$$

где N — мощность турбины, *квт*;

η — к. п. д. генератора.

Величина полной (кажущейся) мощности S генератора выражается в киловольт-амперах (*ква*) и связана с активной мощностью соотношением

$$P=S\cos\varphi,$$

где $\cos\varphi$ — коэффициент мощности.

Обычно генераторы рассчитываются и выполняются с номинальным коэффициентом мощности $\cos\varphi=0,8$, однако допускается изготовление генераторов с коэффициентом мощности более 0,8. Величина его в этом случае определяется условиями работы генератора в энергосистеме.

Для генераторов мощностью до 50 тыс. *квт* применяется напряжение до 10,5 *кв*, а при большей мощности 13,8 и 15,75 *кв*.

Скорость вращения генератора связана с частотой тока соотношением

$$n=\frac{60f}{p},\ об/мин,$$

где f — частота тока, *гц*;

p — число пар полюсов генератора.

При стандартной частоте переменного тока в СССР, равной 50 периодам в секунду, синхронная скорость вращения генератора будет зависеть только от числа пар полюсов и составит

$$n=\frac{3\,000}{p}.$$

Скорости вращения гидрогенераторов обычно находятся в пределах от 50 до 750 *об/мин*.

Величина коэффициента полезного действия генератора определяется электрическими и механическими потерями, которые слагаются из:

электрических потерь в статоре и роторе генератора;

механических потерь в подшипниках и подпятнике;

вентиляционных потерь;

потерь на возбуждение генератора.

Скорость вращения гидроагрегата поддерживается постоянной в допускаемых пределах главным образом за счет кинетической энергии вращающегося ротора гидрогенератора в связи с тем, что регуляторы турбин не могут обеспечить мгновенные изменения расхода воды через турбину при внезапных изменениях нагрузки на генератор.

Кинетическая энергия ротора генератора при заданной скорости вращения агрегата характеризуется величиной махового момента GD^2, где G — вес ротора агрегата, а D — диаметр инерции массы ротора относительно оси вращения. Чем выше маховой момент ротора при той же скорости вращения, тем больше его кинетическая энергия и тем меньше будет изменяться скорость вращения при изменениях нагрузки. Таким образом, наличие больших маховых масс способствует выравниванию качаний скоростей вращения агрегата. Накапливая кинетическую энергию во время ускорения и отдавая ее при замедлении, ротор агрегата является как бы аккумулятором кинетической энергии.

Величина махового момента агрегата, необходимая по условиям регулирования, определяется в основном маховым моментом генератора и зависит от мощности генератора, скорости вращения, времени закрытия направляющего аппарата и повышения действующего напора. Значение махового момента генератора и время закрытия направляющего аппарата устанавливаются совместно заводами — изготовителями турбины и генератора и организацией, проектирующей станцию.

5-2. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Вертикальные гидрогенераторы выполняются двух основных типов — подвесного и зонтичного, различающихся между собой расположением подпятника относительно ротора. В генераторах подвесного типа подпятник расположен над ротором на верхней крестовине, а в ге-

нераторах зонтичного типа подпятник устанавливается ниже ротора на нижней крестовине или на крышке турбины. Параметры современных отечественных вертикальных гидрогенераторов приведены в таблице.

Таблица

Параметры современных отечественных вертикальных гидрогенераторов

Скорость вращения, об/мин	Мощность, тыс. квт	Напряжение, тыс. в	Диаметр ротора, мм	Максимальное давление на подпятник, Т	Вес, т	
					ротора	общий
Подвесные генераторы						
428,6	55,0	10,5	3460	440	170	350
375	56,0	10,5	3860	840	180	360
187,5	57,0	10,5	3850	1150	275	575
187,5	37,5	10,5	5850	410	160	327
166,5	100,0	13,8	7554	850	450	825
125	225,0	15,75	10950	1400	655	1300
125	72,5	13,8	7774	850	325	660
115	45,0	10,5	7818	1100	244	550
100	32,0	10,5	7942	630	216	486
83,3	88,0	13,8	10964	1030	490	985
Зонтичные генераторы						
93,8	500,0	15,75	16048	2500	900	1640
88,2	41,6	10,5	9690	1200	274	520
68,2	115,0	13,8	14254	3400	765	1365
68,2	40,0	15,75	10441	1500	400	835
62,5	100,0	13,8	14254	2800	592	1170
62,5	57,2	13,8	12800	2000	515	1075
51,7	44,0	10,5	14464	1600	454	803

На рис. 5-1,*а* приведена компоновочная схема подвесного генератора с двумя направляющими подшипниками, расположенными на нижней и верхней крестовинах. Схема двухопорного подвесного генератора обычно применялась ранее во всех генераторах этого типа. Однако

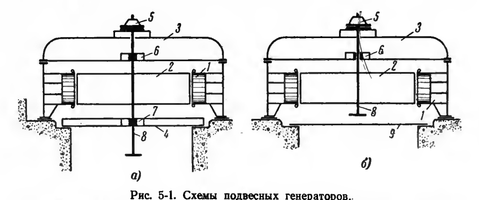


Рис. 5-1. Схемы подвесных генераторов.

а — подвесной генератор с двумя подшипниками; *б* — подвесной генератор с одним подшипником; *1* — статор; *2* — ротор; *3* — верхняя крестовина; *4* — нижняя крестовина; *5* — подпятник; *6* — верхний направляющий подшипник; *7* — нижний направляющий подшипник; *8* — вал генератора; *9* — перекрытие шахты.

стремление к компактности и упрощению гидроагрегатов, уменьшению его осевых размеров и веса привело к созданию подвесного генератора с одним верхним подшипником над ротором генератора (рис. 5-1,*б*), нижний же подшипник объединился с подшипником турбины. Такая компоновка крупных подвесных генераторов является в настоящее время наиболее предпочтительной.

В применяемых ранее компоновочных схемах зонтичных генераторов (рис. 5-2,*а*) подпятник опирался на утяжеленную нижнюю крестовину. При этом верхний направляющий подшипник располагался на верхней крестовине, а нижний устанавливался под подпятником в нижней крестовине. В некоторых конструкциях таких генераторов нижний подшипник совмещался с подпятником. Дальнейшие конструктивные и технологические проработки показали возможность перемещения опоры подпятника с нижней крестовины на крышку турбины непосредственно или через специальную опорную конструкцию с отказом от нижнего направляющего подшипника, функции которого передаются турбинному подшипнику. Такая компоновка зонтичного генератора (рис. 5-2,*б*) значительно уменьшила его вес и осевые размеры, утяжелив и усложнив несколько турбину вследствие необходимости иметь более мощную крышку для восприятия осевого усилия от подпятника. На большинстве современных крупных низконапорных гидроэлектростанций применены зонтичные генераторы с опорой подпятника на крышке турбины.

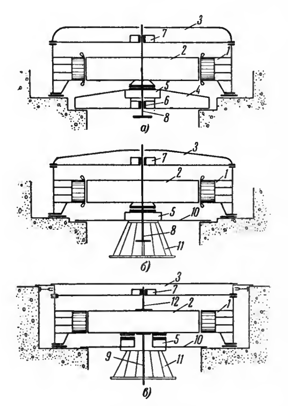


Рис. 5-2. Схемы зонтичных генераторов.

а — зонтичный генератор с подпятником на нижней крестовине; *б* — зонтичный генератор с опорой подпятника на крышке турбины; *в* — зонтичный генератор одновального гидроагрегата; *1* — статор; *2* — ротор; *3* — верхняя крестовина; *4* — нижняя крестовина; *5* — подпятник; *6* — нижний направляющий подшипник; *7* — верхний направляющий подшипник; *8* — вал генератора; *9* — вал агрегата; *10* — перекрытие шахты; *11* — опора подпятника; *12* — надставка вала генератора.

Еще большее компоновочное объединение генератора и турбины в единый силовой агрегат получается при применении безвального зонтичного генератора (рис. 5-2,*в*). В такой конструкции генератор по существу не имеет вала и ротор генератора крепится непосредственно к валу турбины, который, таким образом, становится валом всего агрегата. Подпятник, как и в предыдущей схеме, опирается на крышку турбины. Агрегат в этом случае имеет два направляющих подшипника: нижний — у рабочего колеса турбины и верхний — над ротором генератора в верхней крестовине. Генератор конструктивно еще более упрощается, уменьшаются его вес и осевые размеры. Такой агрегат проще по своей конструкции, имеет меньший вес и высоту и надежнее в работе.

В гидрогенераторостроении в настоящее время применяются оба компоновочных типа генераторов — подвесные и зонтичные.

Подвесные гидрогенераторы применяются обычно для гидроагрегатов с большими скоростями вращения — 125—150 *об/мин* и выше. Генераторы этого типа имеют малое число полюсов и соответственно малый диаметр ротора при большой его высоте.

Мощные гидрогенераторы с меньшими скоростями вращения выполняются, как правило, зонтичного типа. Такие генераторы вследствие малых скоростей вращения имеют большое число полюсов, а следовательно, большие диаметры ротора и малую его высоту.

Крупные вертикальные гидрогенераторы состоят обычно из следующих основных конструктивных узлов: статора, ротора с валом, опорных крестовин, подпятника, направляющих подшипников, системы возбуждения, системы охлаждения воздуха, тормозной системы и системы пожаротушения генератора.

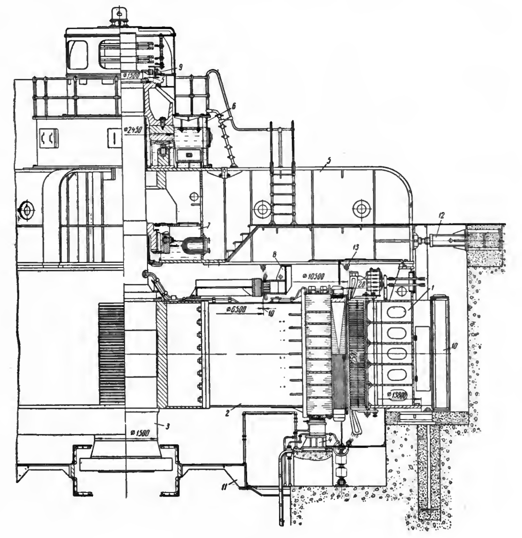


Рис. 5-3. Подвесной генератор.

В качестве примера современного гидрогенератора подвесного типа на рис. 5-3 приведена конструкция генератора мощностью 225 тыс. *квт*, скомпонованного с радиально-осевой гидротурбиной, установленного на Братской гидроэлектростанции.

Корпус статора *1* генератора сварной из листовой стали выполнен разъемным из шести сегментов. Установлен статор с помощью фундаментных плит на массивной подгенераторной конструкции машинного здания. Ротор *2* подвешен с валом *3* на подпятнике *6*, опирающемся на верхнюю крестовину *5*. Направляющий подшипник *7* расположен вы-

ше ротора в нижней части верхней крестовины. В верхней части остова ротора размещен ротор вспомогательного генератора *8*, статор которого закреплен снизу верхней крестовины. Под ободом ротора на бетонных опорах располагаются гидравлические домкраты системы торможения *4* гидроагрегата. Верхняя крестовина сварная, лучевой конструкции, выполнена достаточно жесткой по условиям восприятия всего осевого усилия гидроагрегата. Для придания устойчивости верхней крестовине в процессе работы все лапы крестовины у этого генератора распираются специальными домкратами *12* в бетонный массив основания машинного здания. Сверху подпятника расположен регуляторный генератор *9*.

Вентиляция обмоток генератора производится по замкнутому циклу с охлаждением воздуха специальными воздухоохладителями *10*, размещенными вокруг статора на его корпусе. Для создания замкнутой воздушной камеры генератор отделен от турбины перекрытием *11*. В случае пожара тушение генератора осуществляется водой через систему труб *13* с отверстиями.

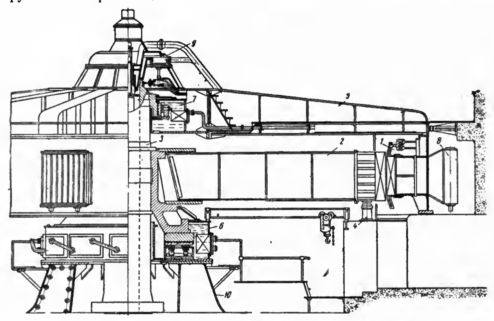


Рис. 5-4. Зонтичный генератор с опорой подпятника на крышке турбины.

На рис. 5-4 показана конструкция более тихоходного крупного зонтичного генератора с опорой подпятника на крышке турбины мощностью 45,4 тыс. *квт* и скоростью вращения 51,7 *об/мин*, скомпонованного с поворотнолопастной турбиной и установленного на Днепродзержинской гидроэлектростанции.

Статор *1* генератора разъемный из шести сегментов диаметром внутренней расточки 14,5 *м*. Ротор *2* с валом *3* — обычной конструкции, но втулка его является одновременно опорной втулкой подпятника *6*. Все кольцевые детали подпятника изготовляются разъемными для возможности демонтажа их при ремонтах. Возбуждение генератора осуществляется от отдельно установленного моторгенератора. В связи с тем что верхняя крестовина *5* не является опорой для подпятника, а нагружена только направляющим подшипником *7* и маслоприемником турбины *9*, она выполнена в виде легкой сварной лучевой конструкции. Взамен нижней крестовины в качестве детали, воспринимающей осевую нагрузку от ротора агрегата, применена специальная опора подпятника

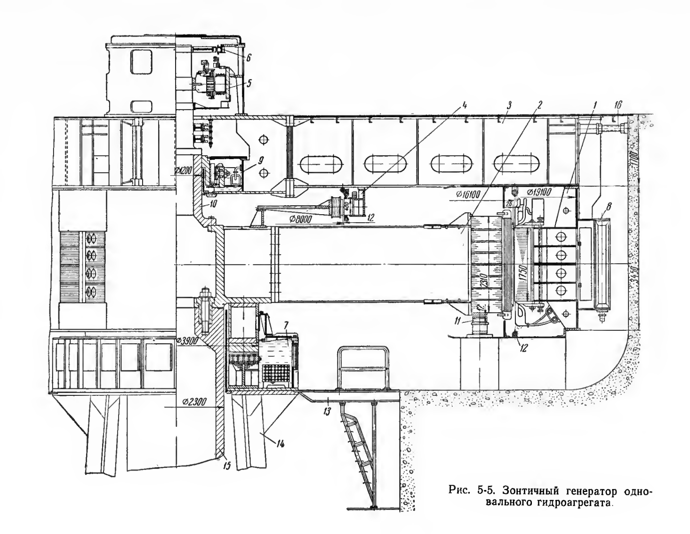


Рис. 5-5. Зонтичный генератор одновального гидроагрегата.

10, расположенная на крышке турбииы. Это зиачительио умеиьшило вес геиератора н увелнчило вибрацнониую устойчивость агрегата. Тормозная снстема *4*, воздухоохладители *8* геиератора и снстема пожаротушения выполнены так же, как и у подвесиого генератора.

Зонтичый генератор самого крупиого в мире гидроагрегата, изготовленного отечественной промышлениостью для Красиоярской гидроэлектростаицни, прнведеи иа рнс. 5-5. Мощиость геиератора 500 тыс. *квт*, скорость вращеиия 93,8 *об/мин*, напряжение 15 750 *в*, иагрузка иа подпятник 2 500 *Т*. Вес ротора составляет 900 *т*, а общий вес геиератора 1 640 *т*.

Генератор выполиеи с опорой подпятиика иа крышке турбины. Собственного вала генератор ие имеет, н ротор его крепится к валу турбины, что дало возможность создать геиератор компактным общей высотой всего 8,35 *м*.

Статор *1* геиератора имеет обычиую разъемиую коиструкцию, иаружиый диаметр его 19,1 *м* и вес 400 *т*. Конструкция ротора *2* отличается тем, что втулка его, являющаяся также втулкой подпятника *7*, закрепляется болтами иа верху вала турбииы *15*. К верхией части втулки присоединеиа короткая иадставка вала *10*, служащая для фиксироваиня ротора в верхнем направляющем подшипнике *9*. Верхняя крестовнна *3*, являющаяся опорой подшипиика, облегченная, лучевого тнпа, ие выступает над полом машииного здаиня. Возбуждение геиератора иезависимое ионое с вспомогательным геиератором *4* и его возбудителем *5*. Сверху геиератора находится геиератор *6* электропривода регулятора.

Охлаждеиие обмоток статора геиератора водяное, а обмоток ротора — форсированиое воздушиое с помощью воздухоохладителей *8*. Остальиые детали н узлы генератора — система пожаротушеиня *12*, тормозиые домкраты *11*, опоры подпятинка *14*, перекрытне *13*, распорные домкраты *16* и др. особых отличнй не имеют.

5-3. СТАТОРЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Статор представляет собой неподвижиую часть генератора и состонт нз корпуса и активиой стали, в пазах которой уложеиа обмотка. По условням железиодорожиой траиспортировки корпус статора при иаружном днаметре более 3,5—4,0 *м* выполияется разъемным нз двух, четырех или шестн частей. Соеднненне частей корпуса между собой на месте устаиовкн пронзводится шпильками через стыковые плиты или стойки, привареииые в местах разъема.

На рис. 5-6 приведеиа одиа из коиструкций статора генератора. Корпус статора нзготовлеи свариым нз листовой углеродистой сталн толщииой 25 *мм*. Коиструктнвно корпус состоит из четырех горнзоитальиых поясов *1*, служащнх для креплеиия активиой сталн, верхнего *2* н нижнего *3* опорных флаицев и иаружиой вертикальиой обшнвки *4*. Между горизонтальиыми поясами н фланцами ввареиы вертикальиые раднальные ребра жесткостн *5*, а по внутреиией сторoие — распорные угольннкн *6*. Ннжний фланец служит для устаиовкн статора на фуидамеит, а верхиий — для крепления лап верхией крестовины. В обшивке корпуса имеются окиа, через которые выходит теплый воздух, нагревающнйся от обмотки и активиой стали статора. Сиаружи обшивки вокруг статора установлеиы воздухоохладнтелн с воздухосбориыми камерамн.

Сегмеиты активиой стали (сердечиика) штампуются нз высоколегированной электротехнической стали с поииженными удельнымн потерямн толщниой 0,5 *мм*. При сборке статора сегмеиты иабираются иа клиньях *7*, привареиных к горизонтальиым поясам корпуса. По высоте

активная сталь разделена на пакеты *8*, между которыми дистанционными распорками образуются каналы для прохода охлаждающего воздуха. По окончании сборки сегменты сердечника опрессовываются по всей высоте стяжными шпильками *9* с помощью нижней *10* и верхней *11* гребенок и нажимных планок *12* и *13*. С внутренней стороны собранного сердечника образуются вертикальные радиальные каналы, в которые закладывается обмотка статора.

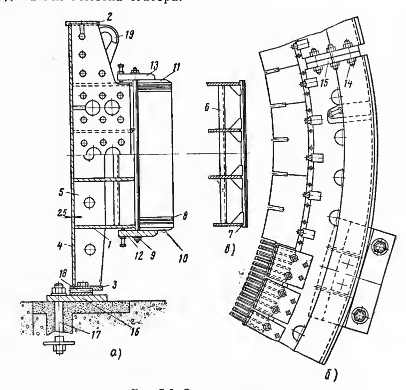


Рис. 5-6. Статор генератора.
а — разрез по статору; *б* — план сегмента статора; *в* — корпус статора.

В рассматриваемой конструкции генератора статор выполнен из шести частей (сегментов), соединение которых между собой произведено шпильками *14* через стыковые плиты *15*. Взаимное положение сегментов статора фиксируется радиальными штифтами, устанавливаемыми в стыках сегментов. Опирание статора на фундамент осуществляется через фундаментные плиты *16*, выверенные парными клиньями и закрепленные фундаментными болтами *17*. Положение корпуса статора относительно фундаментных плит фиксируется радиальными штифтами *18*, допускающими равномерное радиальное перемещение корпуса от температурных расширений. Для захвата сегмента тросом при сборке и перемещении в верхней части каждого из них вварены по две специальные проушины *19*.

5-4. РОТОРЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Ротор является наиболее сложным конструктивным узлом генератора, вес его достигает 50% общего веса генератора. Ротор состоит из следующих основных деталей: вала, остова, обода и полюсов, расположенных по периферии обода. Наружный диаметр ротора крупных генераторов достигает 16 *м* по полюсам и 14 *м* по ободу, а вес в собранном виде — до 900 *т*.

В зависимости от габаритов применяются два вида остовов ротора: дисковые и спицевые. При диаметре ротора до 4 *м* остов с ободом представляет единую конструкцию и изготовляется неразъемным в виде цилиндра из набора отдельных дисков, насаживаемых непосредственно на вал. При диаметре до 8 *м* могут изготовляться дисковые разъемные остовы, а при диаметре свыше 8 *м* применяются спицевые разборные остовы.

Дисковые остовы роторов имеют наиболее надежную конструкцию и хорошо воспринимают вращающий момент. Спицевые разъемные остовы конструктивно более сложны, так как болтовое соединение каждой спицы должно быть рассчитано на передачу соответствующей части вращающего момента.

Спицевый остов состоит обычно из насаженной на вал втулки и спиц, прикрепленных к втулке болтами через диски или вертикальные плиты. На концах спицы по верхним и нижним полкам связываются между собой легкими балками, фиксирующими правильность положения спиц по торцам.

Размеры обода по диаметру для средних и крупных генераторов не допускают транспортировки его в собранном виде, и поэтому такие ободы выполняются из отдельных штампованных стальных сегментов и собираются на месте их установки.

Для тихоходных генераторов большой мощности целесообразно увеличивать диаметр ротора до предела, ограничиваемого механической прочностью его при угонной скорости вращения. Увеличением диаметра ротора достигается лучшее охлаждение генератора и снижение веса обода при заданном маховом моменте гидроагрегата. Чрезмерное увеличение диаметра обода вызывает возникновение высоких напряжений в нем и значительных деформаций от действия центробежной силы. Поэтому наружный диаметр обода ротора принимается из условия, чтобы величина деформации обода при угонной скорости вращения не превышала допускаемых отклонений воздушного зазора между полюсами ротора и обмоткой статора.

Обод по высоте разделяется на ряд пакетов, набранных из отдельных сегментов и стянутых шпильками. В промежутках между пакетами встроены распорки, выполняющие роль вентиляционных лопаток, обеспечивающих интенсивную подачу воздуха к наиболее нагреваемым активным частям генератора. Собранный обод в подогретом состоянии расклинивается по торцам спиц парными клиньями, обеспечивающими плотную посадку обода на остов. Для предотвращения скольжения обода по остову при подъеме ротора на тормозах обод сверху запирается шпонками, закладываемыми в пазы наружных торцевых плит спиц. К торцевым частям обода сверху и снизу крепятся вентиляционные лопатки, обеспечивающие циркуляцию охлаждающего воздуха внутри генератора. К нижней плоскости обода закрепляются тщательно шлифованные тормозные сегменты.

Полюсы генератора состоят из сердечника, обмотки возбуждения и изоляционных прокладок, которые изолируют сердечник от обмотки и витки обмотки друг от друга. Сердечник полюса выполняется из опрессованных и стянутых между собой тонких штампованных листов электротехнической стали. С тыльной стороны сердечники имеют хвостовики таврового сечения, которые входят в соответствующие пазы обода и расклиниваются в них парными клиньями. Обмотки возбуждения представляют собой катушки из голой плоской меди специального профиля, надетые на сердечники. Изоляционные прокладки изготовляются из асбостеклотекстолита.

Роторы подвесных и зонтичных генераторов различаются между собой конструкцией вала, втулки остова и соединенных в ней спиц.

Обод ротора и полюсы обоих типов генераторов одинаковы. На рис. 5-7 показана одна из конструкций роторов крупных подвесных генераторов. Вал генератора, выполненный с внутренним сквозным сверлением, по конструкции и технологии изготовления аналогичен турбинному валу. В месте посадки втулки *1* вал выполнен с утолщением и нижним опорным буртиком. Втулка цилиндрической конструкции выполнена стальной литой. Наружная поверхность втулки имеет обработанные вертикальные плоскости для присоединения спиц *2* ротора. В некоторых

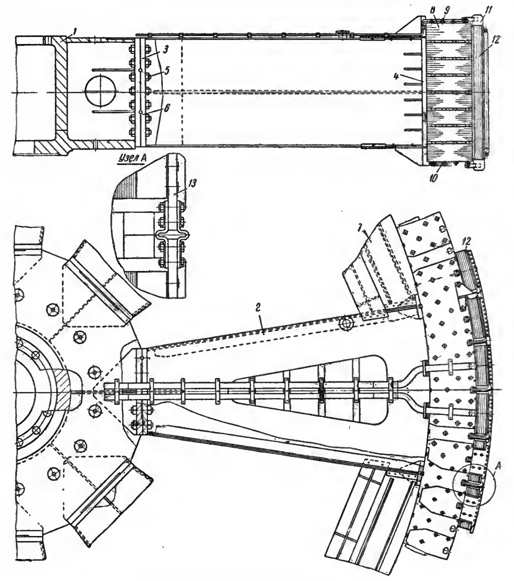


Рис. 5-7. Ротор подвесного генератора.

конструкциях роторов подвесных генераторов втулки выполняются сварно-литыми. В этом случае к литой центральной части втулки, насаживаемой на вал, приварены верхний и нижний диски, на периферии которых вварены вертикальные плиты для крепления спиц. Посадка втулки на вал производится в нагретом состоянии. Для предотвращения осевого перемещения втулка фиксируется запорным кольцом, а вра-

щательного — осевой шпонкой нлн натягом, полученным прн горячей посадке.

Спнцы нзготовлены сварнымн в внде балкн двутаврового сечення с прнваренными н обработанными внутреннимн *3* и наружнымн *4* торцевымн плнтамн. Внутренннмн плнтамн спнцы соединены с втулкой н закреплены прнпасованнымн болтамн *5*. Осевое положенне спнц на втулке фнксируется шпонкой *6*, а тангенцнальное — штнфтами. Сверху н сннзу наружная часть спнцы закрывается перекрытнямн *7*.

Обод ротора *8* состоит нз отдельных штампованных сегментов, уложенных в восемь пакетов. Кроме вентиляцнонных каналов между

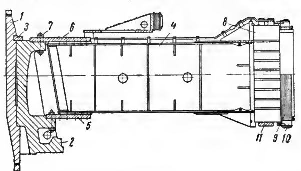


Рис. 5-8. Ротор зонтнчного генератора.

пакетамн, созданных распоркамн, в стыках сегментов также нмеются зазоры для прохода вентнлнрующего воздуха. По окончаннн сборки обод опрессовывается н стягнвается шпнлькамн *9*. В ннжней частн обод опнрается на выступ торцевой плнты, а сверху он фнкснруется шпонкамн. Закрепленне обода на спнцах пронзводнтся парными встречными клнньямн, устанавлнваемымн с предварнтельным разогревом обода. Прн необходнмостн клнньямн может быть нсправлена небольшая неконцентрнчность обода. Тормозные сегменты *10* закрепляются к ннжней частн обода стяжнымн шпнлькамн с утопленнымн гайкамн. По перифернн обода наверху н вннзу установлены вентнляцнонные лопаткн *11*.

Полюсы *12* ротора поступают на место установкн генератора полностью собраннымн, устанавлнваются тавровымн хвостовиками в пазы обода, образованные соответствующимн вырезамн в сегментах, н закрепляются встречнымн клнньямн. Чтобы катушкн обмоткн былн все время прнжаты к башмакам полюса, в обод ротора утоплено большое колнчество пружнн, воздействующнх на ннжнне шайбы катушек н отжнмающнх нх в раднальном направленнн. Шнны успоконтельной обмоткн *13*, уложенные в пазах каждого полюса, соединяются между собой в общее кольцо с помощью эластнчных пластнн, набранных нз тонкнх медных лнстов со складкой для компенсацнн возможных тепловых расшнреннй н механическнх сдвнгов полюсов.

На рнс. 5-8 прнведена конструкцня ротора зонтнчного генератора. Вал генератора зонтичного тнпа отлнчается от вала подвесного генератора тем, что верхняя часть его (выше ротора) не нагружена крутящнм моментом и является только опорой направляющего подшнпннка. Вследствне этого вал в верхней частн нзготовляется меньшего сечення лнбо удлнняется облегченной надставкой, соедннненой с основным валом шпнлькамн. В представленной конструкцнн в месте соедннення вала *1* с втулкой *2* ротора опорный буртнк выполнен обточкой вала, а запорное кольцо *3* устанавливается в кольцевую проточку.

Втулка ротора зонтнчного генератора является одновременно н опорной втулкой подпятннка, что значнтельно усложняет ее конструкцню н технологню нзготовлення. Выполнена втулка стальной лнтой

с тремя фланцами, из которых два верхних служат для присоединения остова ротора, а к нижнему прикрепляется снизу вращающийся (зеркальный) диск подпятника. Насадка втулки на вал производится также в горячем состоянии. Для предотвращения осевого перемещения по валу втулка фиксируется запорным кольцом, а возможного поворота — продольной шпонкой. Соединение спиц *4* ротора с втулкой осуществляется нижним *5* и верхним *6* дисками с помощью припасованных шпилек *7*.

Все остальные детали и узлы ротора — обод *8*, полюсы *9*, вентиляционные лопатки *10*, тормозные сегменты *11* и др. подобны аналогичным деталям ротора подвесного генератора.

5-5. КРЕСТОВИНЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Верхние и нижние крестовины вертикальных гидрогенераторов представляют собой опорные конструкции, воспринимающие нагрузку от вращающихся и неподвижных деталей и узлов генератора и турбины и передающие их на фундамент непосредственно или через другие детали. Такими нагрузками являются:

осевые нагрузки на подпятник от веса ротора агрегата и осевого давления воды;

радиальные нагрузки на направляющие подшипники, возникающие вследствие динамической неуравновешенности ротора, возможного перекоса во фланцевом соединении валов и неравномерного магнитного притяжения ротора к статору;

осевые нагрузки от веса установленных на крестовинах деталей и узлов генератора и турбины — подпятника, подшипников, статоров возбудителя, подвозбудителя, вспомогательного и регуляторного генераторов, маслоприемника поворотнолопастных турбин и др.

Основными из этих нагрузок являются осевая нагрузка на подпятник и радиальная нагрузка на направляющие подшипники. В зависимости от вида основной нагрузки крестовины подразделяются на опорные, направляющие и опорно-направляющие.

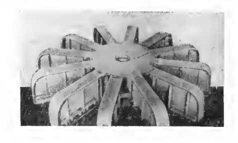
Конструкции крестовин и их количество определяются компоновочной схемой гидроагрегата. В гидроагрегатах с генератором подвесного типа при трехопорной компоновке агрегата генератор имеет два направляющих подшипника. В этом случае на верхней крестовине расположены подпятник и верхний подшипник и, следовательно, она является опорно-направляющей. Нижний подшипник устанавливается на нижней крестовине, которая будет только направляющей. В двухопорной компоновке агрегата подвесной генератор имеет только верхнюю опорно-направляющую крестовину.

В гидроагрегатах с генераторами зонтичного типа при трехопорной компоновке агрегата генератор имеет также два направляющих подшипника. Верхний подшипник устанавливается в верхней крестовине, и она является направляющей, а подпятник и нижний подшипник располагаются на нижней опорно-направляющей крестовине. При двухопорной компоновке гидроагрегата зонтичный генератор имеет также только верхнюю крестовину с направляющим подшипником, а подпятник опирается на крышку турбины. Функции опорной крестовины в такой схеме полностью несет крышка турбины.

Современные средние и крупные гидроагрегаты с подвесными и зонтичными генераторами выполняются преимущественно с двумя направляющими подшипниками: верхний — над ротором генератора и нижний — у рабочего колеса турбины. Подпятник в зонтичных генераторах устанавливается на крышку турбины непосредственно или через специальную опору, а в подвесных — на верхнюю крестовину. Вследст-

вне этого нижняя крестовина в обоих типах генераторов отсутствует совсем либо заменяется легкой конструкцией для размещения перекрытия шахты турбины. Верхняя же крестовина в подвесных генераторах является опорно-направляющей, а в зонтичных — направляющей.

Крестовины выполняются достаточно жесткими и прочными для обеспечения спокойной и надежной работы ротора агрегата. В зависимости от габаритов и веса генератора применяются крестовины мостового или лучевого типа. При пролете крестовины до 4—5 *м* и осевой



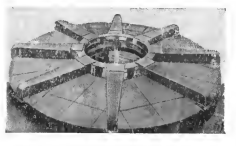


Рис. 5-9. Верхние крестовины лучевого типа.
а — подвесного гидрогенератора; *б* — зонтичного гидрогенератора.

нагрузке до 400—500 *Т* принимаются мостовые крестовины, при больших параметрах — лучевые.

Мостовые опорные крестовины — нижние у зонтичных генераторов и верхние у подвесных — в зависимости от величины нагрузки и пролета изготовляются в виде сварного моста из двутавровых балок, в центральной части которого располагаются подпятник и подшипник. При больших размерах моста поперек основных лап устанавливаются

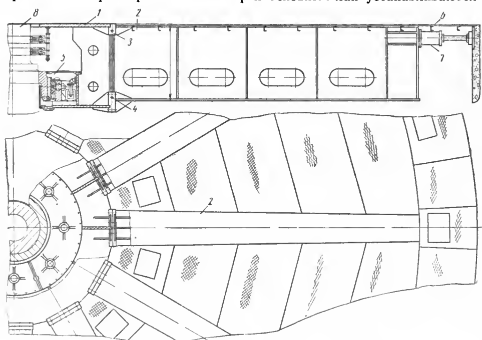


Рис. 5-10. Верхняя крестовина подвесного генератора.

дополнительные лапы. Лучевая крестовина состоит из центральной цилиндрической части, вокруг которой равномерно расположены отъемные радиальные лапы двутаврового сечения. Направляющие крестовины —

нижние у подвесных генераторов и верхние у зонтичных — выполняются конструктивно более простыми и легкими.

В связи с тем что современные генераторы изготовляются в основном с крестовинами лучевого типа, ниже рассмотрены конструкции такого выполнения опорно-направляющей крестовины для подвесного генератора и направляющей для зонтичного генератора (рис. 5-9).

На рис. 5-10 показана верхняя крестовина лучевого типа подвесного генератора. Крестовина состоит из сварной центральной втулки *1* и отъемных лап *2* двутаврового сечения. Соединение лап и втулки про-

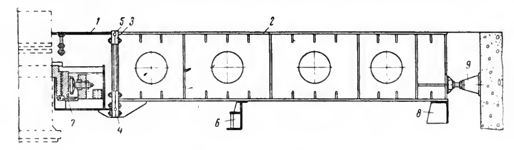


Рис. 5-11. Верхняя крестовина зонтичного генератора.

изводится болтами через вертикальные плиты *3*, приваренные к втулке и лапам. В осевом направлении лапы фиксируются штифтами *4*. В центральной втулке расположен верхний направляющий подшипник *5*. Пространство между лапами и над воздушными камерами закрыто перекрытием *6*. Лапы крестовины опираются на фланец статора и крепятся к нему болтами. Распорные домкраты *7* установлены у каждой лапы. Вал *8* свободно проходит через центральное отверстие втулки. Сверху на втулку опираются подпятник и статоры возбудителя и подвозбудителя.

Верхняя крестовина лучевого типа зонтичного генератора показана на рис. 5-11. Состоит она также из центральной втулки *1* и присоединенных к ней сварных лучевых отъемных лап *2*. Соединение лап со втулкой произведено болтами через приваренные верхнюю *3* и нижнюю *4* вертикальные плиты с фиксацией их в осевом направлении горизонтальными штифтами *5*. Снизу к лапам присоединена опора статора вспомогательного генератора *6*. В центральной втулке размещен верхний направляющий подшипник *7*. Опирается крестовина лапами на верхний фланец статора *8*. Распорными домкратами *9* крестовина и верхняя часть статора раскреплены в фундаменте генератора.

5-6. ПОДПЯТНИКИ

Назначение и работа подпятников. Подпятники вертикальных генераторов предназначены для восприятия осевой нагрузки от веса ротора гидроагрегата и осевого давления воды и для передачи этих нагрузок через опорные детали на фундамент машинного здания. Радиальных усилий подпятник не воспринимает. В современных крупных гидроагрегатах осевые нагрузки очень велики и достигают 2 500—3 400 *Т*. В связи с этим подпятник является одним из наиболее ответственных конструктивных узлов гидроагрегата.

В гидроагрегатах применяются как подпятники скольжения, так и подпятники качения. Однако подпятники качения вследствие трудности создания их на большие нагрузки нашли применение только в малых гидроагрегатах. Подпятники скольжения могут быть выполнены на

любые практически необходимые нагрузки, и поэтому во всех современных средних и крупных гидроагрегатах применяются исключительно подпятники скольжения.

Схематично подпятник скольжения представляет собой конструкцию из двух трущихся поверхностей, размещенных в масляной ванне. Нижняя невращающаяся поверхность, являющаяся опорной, установлена на неподвижной части гидроагрегата, а верхняя—вращающаяся—надежно закреплена на его валу.

Для обеспечения наименьшего трения и надлежащей надежности работы подпятника скольжения необходимо, чтобы при взаимоперемещении трущихся поверхностей между ними всегда находился слой смазки. При этом получается так называемое жидкостное трение. Толщина слоя смазки должна быть достаточной для того, чтобы предотвратить непосредственное соприкосновение трущихся поверхностей при всех режимах работы гидроагрегата, включая пуски и остановки.

Длительное и надежное обеспечение жидкостного трения в подпятниках возможно лишь при скоростях взаимного перемещения трущихся поверхностей, превышающих некоторую минимальную скорость, так называемую скорость всплывания подпятника. Работа подпятника в зоне скоростей ниже его скорости всплывания сопровождается быстрым нагревом трущихся поверхностей. Поэтому возникает опасность повреждения трущихся поверхностей при пусках и остановках агрегата, когда скорость его вращения становится ниже нормальной.

Движение смазки между трущимися поверхностями определяется насосным действием поверхностей трения и давлением на подпятник. Непараллельность плоскостей трения и создание этим возможности непрерывного засасывания масла между трущимися поверхностями осуществляются в дисковых подпятниках радиальными канавками со скосами в трущихся поверхностях, а в сегментных — некоторым смещением точки опоры сегмента к выходному концу.

При работе подпятника выделяется большое количество тепла, которое нагревает подпятник до значительных температур. Обычно в работающих подпятниках температура достигает 50—65° С, но не должна превышать 70° С, так как более высокая температура опасна для подпятника.

Нормальная работа подпятника может быть обеспечена при наличии постоянного масляного слоя достаточной толщины между трущимися поверхностями и постоянного отвода тепла, выделяемого при работе подпятника. Первое условие удовлетворяется правильным конструированием опорных поверхностей подпятника, способствующих засасыванию масла между ними, созданию и поддержанию масляного слоя в процессе работы. Второе условие обеспечивается установкой в масляной ванне маслоохладителей, через которые циркулирует холодная вода.

Устанавливаемые на верхней крестовине генератора подпятники и направляющие подшипники изолируются от вредного действия блуждающих токов с помощью соответствующих изоляционных прокладок.

Основным параметром подпятника, определяющим его конструкцию является удельное давление, равное отношению общей нагрузки на подпятник к площади трущейся поверхности его. Обычно величина удельного давления в подпятниках принимается не более 30—35 *кГ/см²*. Уменьшение удельного давления несомненно повышает надежность работы агрегата, однако в крупных гидроагрегатах вследствие конструктивных и технологических затруднений при изготовлении трущихся поверхностей больших габаритов удельные давления вынужденно повышаются.

Конструктивные типы подпятников. В современных гидроагрегатах применяются в основном два типа подпятников: дисковые — в генерато-

рах малой и средней мощности и сегментные — в генераторах средней и большой мощности.

Дисковый подпятник на жесткой опоре состоит из нижнего опорного диска, залитого баббитом, и втулки, неподвижно закрепленной на валу генератора. Верхняя трущаяся поверхность может быть образована нижней частью втулки подпятника либо выполнена в виде отдельного диска, соединенного с втулкой подпятника. Подпятники такой конструкции применяются для удельных нагрузок не более 10—15 *кГ/см²*.

Дисковые подпятники на упругом основании с эластичным нижним опорным диском применяются для подвесных генераторов средней мощности с удельным давлением до 30 *кГ/см²*. Конструктивно такой подпятник состоит из установленной на верхней крестовине масляной ванны, в которой и размещены все детали подпятника. На дне масляной ванны устанавливается большое количество пружин, на которых и располагается нижний неподвижный диск, залитый баббитом и имеющий радиальные смазочные канавки. Для большей упругости диск имеет радиальный разрез. Фиксация диска от проворота относительно основания производится штифтами. На баббитовый неподвижный диск опирается верхний вращающийся диск, также имеющий радиальные смазочные канавки. Вращающийся диск присоединяется к втулке подпятника, которая закреплена на валу с помощью разрезной кольцевой шпонки (опорного кольца). Охлаждение масла производится маслоохладителями, размещенными в масляной ванне.

Сегментные подпятники. Наиболее современная и совершенная конструкция подпятников с самоустанавливающимися сегментами, применяемая в средних и крупных гидрогенераторах, допускает удельное давление до 40 *кГ/см²*. В последние годы при создании уникальных гидроагрегатов намечается тенденция к повышению удельного давления до 60—65 *кГ/см²*, что, однако, снижает надежность работы подпятников.

Имеется ряд конструктивных исполнений сегментных подпятников, различающихся между собой в основном способом опирания сегментов. Так, в разной степени находят применение сегментные подпятники с жесткими винтовыми опорами, с упругими пружинными опорами, на гидравлической опоре и с опорой на рычажную систему.

Подпятники с самоустанавливающимися сегментами на винтовых опорах получили преимущественное распространение в отечественном гидроэнергомашиностроении. На рис. 5-12 приведена такая конструкция сегментного подпятника крупного подвесного генератора. Аналогичные конструкции подпятников, отличающиеся лишь конфигурацией втулки, применяются и для зонтичных генераторов.

Корпус *1* подпятника установлен на центральной части верхней крестовины *2*. Масляная ванна *3* сварная и в зависимости от габаритов и конструкции генератора может быть целой или разъемной. Двуслойные сегменты, состоящие из верхней тонкой части *4* с баббитовой трущейся поверхностью и массивной нижней части *5*, через упругие тарелки *6* эксцентрично опираются на болты *7* со сферической головкой. Применяются также сегменты однослойные. Опорные болты установлены в опорные стойки *8*. Вращающийся диск *9* с зеркальной трущейся поверхностью закреплен болтами *10* и зафиксирован от тангенциального смещения штифтами на втулке подпятника *11*, посаженной на вал генератора *12* в горячем состоянии. Втулка закреплена на валу кольцевой *13* и осевой шпонками. Между верхним диском и втулкой подпятника проложена электроизоляционная прокладка *14*, предохраняющая детали подпятника от контактных нарушений их поверхностей блуждающими токами. Изолируются также болты крепления диска. Охлаждение масла

производится маслоохладителями *15*, все соединения которых вынесены на наружную поверхность масляной ванны.

Постоянные расстояния между сегментами обеспечиваются упорами *17*. От радиального перемещения нижняя часть сегмента предохраняется упорной планкой *18*. Положение тонкой части сегмента фиксируется планками *19* и *20*. Одинаковое высотное положение сегментов, обеспечивающее равномерное распределение осевой нагрузки между

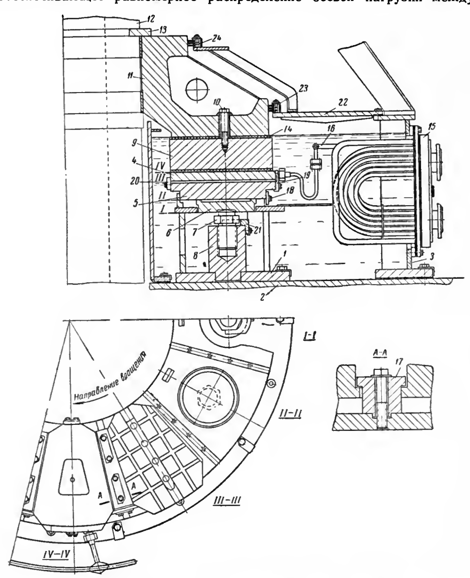


Рис. 5-12. Подпятник с самоустанавливающимися сегментами.

сегментами, регулируется опорными болтами после сборки подпятника на месте установки и фиксируется стопорами *21*. Крышка *22* масляной ванны имеет двойное масло-воздушное уплотнение *23*, *24* по втулке подпятника. Протечки масла через неплотности болтовых соединений масляной ванны предотвращаются постановкой в этих соединениях маслостойких прокладок. Температура металла сегментов и масла в подпятнике измеряется термометрическими сигнализаторами и термометрами сопротивления, установленными в сегментах и в масле.

Для уменьшения момента трогания при пуске и обеспечения условий образования масляной пленки при пуске и остановке агрегата в некоторых последних конструкциях крупных гидроагрегатов применяется принудительная подача масла под высоким давлением коллектором *16* к центру сегментов между трущимися поверхностями. При установившемся режиме подача масла прекращается.

Количество сегментов в зависимости от конструкции подпятника, его габаритов и величины осевой нагрузки принимается от шести до двадцати и более. С целью повышения допускаемого удельного давления до 60 $кГ/см^2$ и выше применяется иногда двухрядное расположение сегментов с опиранием их через специальные балансиры. При этом габариты сегментов уменьшаются в 2—2,5 раза. Соответственно должны снизиться температурные деформации сегментов и повыситься надежность их. Однако двухрядное расположение сегментов широкого распространения пока не получило. Считается также, что тонкие двуслойные сегменты надежнее в работе, чем толстые однослойные.

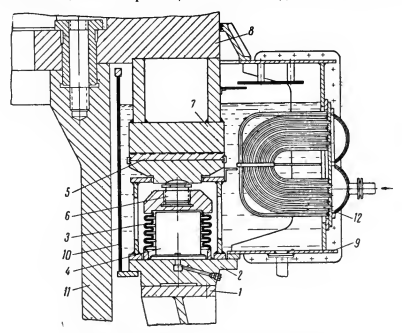


Рис. 5-13. Подпятник на гидравлической опоре.

Подпятники с сегментами, опирающимися на пружины, по конструкции аналогичны пружинным дисковым подпятникам. Для крупных гидроагрегатов такие подпятники сложны в изготовлении, и поэтому область применения их ограничивается сравнительно небольшими осевыми нагрузками и удельными давлениями.

Новые конструкции подпятников. В настоящее время на заводах-изготовителях разработан и испытан в натурных условиях ряд новых конструкций подпятников и отдельных конструктивных и технологических мероприятий по обеспечению применения сегментных подпятников на удельные давления до 60—65 $кГ/см^2$. Так, созданы сегментные подпятники на гидравлической опоре, с опорой на рычажную систему и др.

Степень надежности работы подпятника определяется в основном равномерностью распределения осевой нагрузки между отдельными сегментами. Такое распределение нагрузки практически трудно осуществимо вручную с помощью опорных болтов в сегментных подпятниках нормальной конструкции. В связи с этим в ряде новых конструкций

подпятников применяются специальные устройства, позволяющие автоматически устанавливать и поддерживать в работе равномерность нагрузки на каждый сегмент. Одной из таких конструкций является подпятник на гидравлической опоре, применение которого на большие нагрузки и повышенные удельные давления наиболее перспективно.

Основной принципиальной и положительной особенностью подпятника на гидравлической опоре является автоматическое выравнивание нагрузки на каждый сегмент в результате гидравлической связи опорных эластичных камер. Благодаря этому уменьшаются неблагоприятные воздействия на сегменты, вызываемые неровностью поверхности трения вращающегося диска и неперпендикулярностью ее оси вращения агрегата.

На рис. 5-13 приведена одна из конструкций подпятника, разработанная в проекте гидроагрегатов Красноярской ГЭС с зонтичными генераторами. Осевая нагрузка на подпятник составляет 2 500 *Т*, а удельное давление — 60 *кГ/см*². Подпятник устанавливается на опоре *1*, расположенной на крышке турбины. Массивное основание *2* подпятника выполнено с внутренними каналами, соединяющими между собой эластичные камеры *3*, приваренные к основанию. Внутри камер установлены и приварены глухие стальные цилиндры *4*, уменьшающие объем камер. Двуслойные сегменты *5* опираются на сферические головки опорных болтов *6*, ввернутых в массивную верхнюю часть камеры. Вращающийся диск *7* закреплен на втулке *8* ротора, выполняющей в данной конструкции функции втулки подпятника. Масляная ванна *9* выполнена разъемной и крепится, так же как и выгородка *10* вала *11*, к основанию подпятника. Маслоохладители *12* закреплены снаружи масляной ванны и при ремонтах подпятника могут отниматься для облегчения выема сегментов.

Подпятник на балансирных рычажных опорах также относится к числу подпятников с автоматическим распределением нагрузки между сегментами. Каждый сегмент этого подпятника опирается через упругую тарелку на балансиры, представляющие собой систему чередующихся рычагов первого и второго рода. Вследствие того что плечи коромысел и рычагов в пределах точности изготовления выполнены одинаковыми, распределение нагрузки между сегментами должно быть практически равномерным.

5-7. НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ

В средних и крупных генераторах, как правило, применяются баббитовые подшипники скольжения двух типов: втулочные и сегментные.

Втулочные баббитовые подшипники изготовляются разъемными из двух половин. Основным недостатком этих подшипников являются технологические затруднения при заливке баббитом больших поверхностей вкладышей и подгонке их по валу в процессе контрольной сборки и монтажа. Кроме того, в связи с выполнением центральной части крестовин, где устанавливаются направляющие подшипники, неразъемной вкладыш подшипника при демонтаже приходится смещать вдоль оси вала, что приводит к увеличению осевых размеров генератора.

Сегментные подшипники выполняются с вкладышами в виде ряда отдельных регулируемых сегментов. Такая конструкция вкладышей дает возможность регулировать зазоры в подшипнике в довольно широком диапазоне, что обеспечивает надежное образование масляной пленки, а следовательно, и нормальную устойчивую работу

подшипников. Сегментные подшипники при больших диаметрах валов наиболее целесообразны с точки зрения технологии изготовления, а также удобства монтажа и ремонтов. Выем сегментов при демонтаже не требует увеличения осевых размеров генератора. Подача смазки к трущимся поверхностям осуществляется через косые или радиальные отверстия в шейке подшипника, которые работают как центробежный насос. Охлаждение масла производится маслоохладителями, расположенными непосредственно в масляной ванне подшипника. В настоящее время отечественными заводами для средних и крупных генераторов применяются только направляющие подшипники с купающимися в масле самоустанавливающимися сегментами с винтовыми опорами.

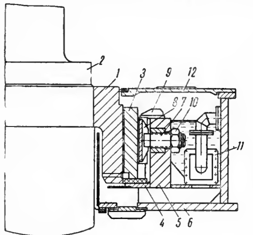


Рис. 5-14. Сегментный направляющий подшипник.

На рис. 5-14 приведена конструкция сегментного подшипника. Направляющая шейка *1* подшипника выполнена в виде втулки, посаженной на вал *2* в горячем состоянии и обработанной совместно с валом. Сегмент *3* установлен на опорный диск *4*, выполненный в единой сварной конструкции с корпусом подшипника *5* и масляной ванной *6*. Положение сегментов в радиальном направлении регулируется упорными болтами *7* через упругие тарелки *8*, опирающиеся на выточку в корпусе и сверху закрепленные консолью *9*. Сегменты располагаются эксцентрично относительно оси упорных болтов, что обеспечивает создание масляного клина при работе агрегата, и изолируются от корпуса для предохранения от действия блуждающих токов. После регулирования зазоров в подшипнике положение сегментов фиксируется контргайкой *10* упорного болта. Маслоохладители *11* кольцевого типа размещены в масляной ванне, закрытой крышкой *12*.

5-8. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ГЕНЕРАТОРОВ

К вспомогательным устройствам генератора относятся: тормозная система, система возбуждения генератора, вентиляционные устройства, средства пожаротушения.

Тормозная система. Если гидрогенератор предоставить самоторможению после выключения его из работы, то длительное вращение ротора с низкими скоростями вызовет ухудшение условий смазки подпятника и может привести к выходу его из строя. Поэтому для уменьшения времени вращения ротора гидроагрегата при низких скоростях во всех гидрогенераторах предусматривается торможение его вращающихся частей. Тормозная система должна обеспечивать непрерывное торможение гидрогенератора при его остановке, после того как будет прекращен доступ воды в гидротурбину, генератор отключен от электрической сети и скорость вращения его снизится до 35% номинальной. Торможение генераторов мощностью 1 000 *ква* и выше производится воздушной тормозной системой, работающей при давлении около 7 *ати*.

Тормозная система состоит из установленных на нижней крестовине или фундаменте генератора тормозных домкратов поршневого типа с подушками трения, упирающимися при торможении в массивное тор-

мозное кольцо, закрепленное в нижней части обода ротора. Тормозные устройства служат также домкратами для подъема ротора агрегата. В этих случаях в нижнюю полость тормозных цилиндров от передвижного масляного насоса подается масло давлением до 100 $кГ/см^2$.

Возбуждение синхронных гидрогенераторов производится постоянным током, который проходит через обмотку ротора (полюсы) и создает магнитное поле. На современных гидроэлектростанциях большой мощности применяются следующие системы возбуждения гидрогенераторов:

1) прямое (непосредственное) индивидуальное возбуждение осуществляется генератором постоянного тока (возбудителем), расположенным над ротором каждого генератора и жестко связанным с его валом. В более мощных генераторах для возбуждения применяется двухмашинная группа, состоящая из генератора постоянного тока (возбудителя) и связанного с ним второго генератора постоянного тока малой мощности (подвозбудителя), предназначенного для возбуждения возбудителя;

2) косвенное индивидуальное возбуждение состоит из расположенного на валу каждого генератора вспомогательного синхронного генератора переменного тока, его возбудителя с подвозбудителем и преобразовательного агрегата, установленного вблизи каждого гидрогенератора и состоящего из асинхронного двигателя и генератора постоянного тока. Вспомогательный синхронный генератор питает асинхронный двигатель, приводящий в движение генератор постоянного тока, от которого подается возбуждение на полюсы ротора генератора;

3) косвенное централизованное возбуждение, когда для группы из двух—четырех гидрогенераторов устанавливается один общий преобразовательный агрегат, асинхронный двигатель которого питается переменным трехфазным током от энергосистемы через трансформатор собственных нужд. Возбуждение всех гидрогенераторов группы питается постоянным током от генератора преобразовательного агрегата;

4) система ионного возбуждения, в которой преобразование переменного тока в постоянный производится ионными преобразователями—выпрямителями (ионными вентилями). Питание ионных выпрямителей переменным током производится от вспомогательных синхронных генераторов, расположенных на валу каждого гидрогенератора, через специальные трансформаторы.

Применяются также системы, в которых ионные выпрямители питаются от трансформаторов, подключенных к выводам генератора. В этом случае вспомогательные генераторы на валах главных генераторов не предусматриваются.

Наибольшее распространение на гидроэлектростанциях получила система прямого индивидуального возбуждения, зарекомендовавшая себя как наиболее простая и надежная в эксплуатации. Однако она практически неприменима для современных сверхмощных гидрогенераторов из-за большой мощности и громоздкости требуемых возбудителей. Поэтому на крупных гидроэлектростанциях в настоящее время применяют обычно систему ионного возбуждения с установкой на одном валу с генератором вспомогательного синхронного генератора, располагаемого в тихоходных генераторах под ротором, а в быстроходных — над ротором.

Регуляторный генератор. Привод центробежного маятника автоматического регулятора скорости в современных гидроагрегатах осуществляется с помощью электродвигателя, питаемого током от специального регуляторного генератора. Регуляторный генератор представляет собой трехфазный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов. Этот генератор устанавливается, как правило, в верхней части агрегата и связывается с валом генератора.

Регуляторные генераторы выполняются обычно в виде отдельной машины на подшипниках качения, соединенной с валом главного генератора при помощи эластичной муфты или шлицевого валика.

Система охлаждения генератора предназначена для интенсивного обмена воздуха у активных частей статора и ротора. Генераторы мощностью до 4 000 *ква* изготовляются с самовентиляцией по разомкнутому циклу, а генераторы мощностью 4 000 *ква* и выше — с самовентиляцией по замкнутому циклу.

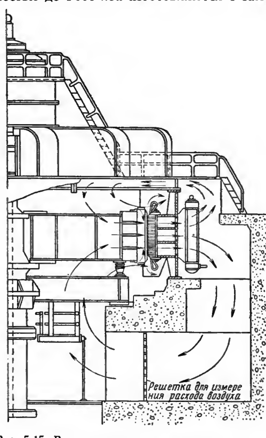


Рис. 5-15. Вентиляционная схема гидрогенератора.

При охлаждении по разомкнутому циклу воздух забирается извне и выпускается туда же. Для предохранения от поступления в генератор пыли в месте забора воздуха должны устанавливаться соответствующие фильтры.

В случае охлаждения по замкнутому циклу в генераторе непрерывно циркулирует одна и та же порция воздуха, нагревающегося в генераторе и охлаждающегося затем в водяных воздухоохладителях. При этой системе охлаждения обеспечивается предохранение генератора от попадания в него пыли и понижается опасность распространения возможного пожара при внутреннем коротком замыкании в обмотках генератора.

Для охлаждения современных крупных гидрогенераторов применяется радиальная замкнутая система самовентиляции воздуха (рис. 5-15). В качестве напорных элементов, обеспечивающих подачу охлаждающего воздуха, используются специальные лопасти, устанавливаемые на торцах обода ротора, вентиляционное действие которых охлаждает обмотки статора и ротора. Полюсы ротора также всасывают воздух через радиальные каналы ротора и направляют его на тепловыделяющие поверхности сердечника и пазовой части обмотки статора.

При создании уникальных гидроагрегатов сверхвысоких мощностей возникла необходимость взамен обычной системы охлаждения самовентиляцией воздуха применить более эффективную комбинированную систему охлаждения генератора с охлаждением обмотки статора водой и форсированным воздушным охлаждением ротора. Такая система охлаждения должна повысить надежность работы генераторов.

Пожаротушение. Тушение пожаров, которые могут возникнуть внутри генератора при повреждениях и коротком замыкании обмоток статора или ротора, производится, как правило, водой. Для этой цели внутри гидрогенераторов мощностью свыше 1 700 *ква* в зоне верхних и нижних лобовых частей обмоток статора устанавливаются два кольце-

вых трубопровода. Трубопроводы имеют большое количество мелких отверстий, направленных на обмотку, через которые и подается вода при пожаре.

Трубопроводы системы пожаротушения подсоединяются к сети технического водоснабжения. Включение трубопроводов пожаротушения при пожаре осуществляется с помощью дистанционно управляемых клапанов.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОДГОТОВКА МОНТАЖНЫХ РАБОТ

6-1. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Цикл создания и установки любой энергетической машины состоит из следующих основных этапов: разработка конструкции, включая расчеты, лабораторные и модельные исследования, изготовление, сборка и испытание машины на заводе, установка ее на место и ввод в эксплуатацию.

В связи с исключительно большими габаритами и весами гидроагрегатов сборка и испытания как агрегатов в целом, так и отдельно турбин и генераторов на заводе не производятся. Поэтому полная сборка и опробование гидроагрегата, т. е. окончание его изготовления выполняется только на месте установки, и монтажная площадка является по существу выпускающим цехом завода-изготовителя, а монтажные работы — завершающим этапом в изготовлении гидроэнергетического оборудования.

Характер, организация и технология монтажных работ по гидроэнергетическому оборудованию определяются не только конструктивно-технологическими особенностями гидроагрегатов каждой станции и незавершенностью изготовления оборудования на заводе, но и тесной взаимосвязью монтажных работ со строительными работами по сооружению гидроэлектростанций.

В объем монтажных работ входят следующие операции: повторение заводской сборки гидроагрегата на месте установки, опробование его на холостом ходу, наладка и испытание под нагрузкой и сдача в эксплуатацию. Основными техническими требованиями к монтажу гидроэнергетического оборудования являются:

выполнение сборки и установки деталей и узлов гидроагрегата в точном соответствии с установочными и сборочными чертежами и с соблюдением технологии монтажных работ;

соответствие установочных осей и отметок агрегата проектным данным;

обеспечение нормального пуска и работы гидроагрегата на холостом ходу и под нагрузкой.

В процессе монтажа выполняются не только сборочные операции, определяемые нормальной технологией заводского изготовления гидроагрегата, но и вынужденно производится ряд работ вследствие неполного или некачественного изготовления и сборки деталей и узлов агрегата на заводе.

Для обеспечения поставки заводами качественного и полностью завершенного гидроэнергетического оборудования в заданиях, выдаваемых заводам на его изготовление и поставку, необходимо предусматривать:

для габаритного оборудования (не превышающего железнодорожного габарита) — изготовление и сборку полностью на заводе, чтобы

не было необходимости производства ревизии его на месте установки;

для негабаритного оборудования — изготовление в виде максимально законченных, транспортабельных, испытанных и взаимно подогнанных блоков, исключающих доделочные и подгоночные работы в процессе монтажа;

возможность укрупнительной сборки и внутристанционной транспортировки элементов оборудования на монтажной площадке и его крупноблочного монтажа;

специальные устройства на оборудовании для строповки его при погрузке, разгрузке и монтаже (рым-болты, проушины, ложные штуцера и др.);

отверстия в опорных частях оборудования для заливки сверху их полостей бетоном или раствором при подливке смонтированного оборудования;

изготовление и поставку средств малой механизации монтажных и ремонтных работ и специального слесарно-сборочного инструмента.

Монтажные работы по гидроэнергетическому оборудованию на сооружаемых гидроэлектростанциях осуществляются, как правило, специализированными монтажными организациями, которыми создаются для этой цели на строительствах станций хозрасчетные монтажные участки.

Непосредственно монтаж агрегата выполняется специализированными бригадами рабочих, создаваемыми по отдельным видам сборочных и монтажных работ: сборка рабочих колес турбин, сборка роторов генераторов, монтаж статора генератора, монтаж направляющего аппарата и др.

Заводы-изготовители оборудования организуют надзор за соблюдением технических требований завода к монтажу и вводу оборудования в эксплуатацию, который осуществляется представителями завода-изготовителя, так называемым шеф-монтажным персоналом.

Шеф-монтажный персонал участвует в приемке оборудования в монтаж, проверке и приемке скрытых и промежуточных работ, в составлении монтажных формуляров и актов, межоперационном контроле монтажных работ и сдаточных испытаниях смонтированного оборудования. Технические указания шеф-монтажного персонала, в пределах требований директивной документации, обязательны для монтирующей организации.

6-2. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Выбор правильного метода организации и выполнения монтажа оборудования является одним из основных условий своевременного и успешного ввода оборудования в эксплуатацию и надежной работы его.

Методы монтажа гидроэнергетического оборудования в зависимости от ряда основных положений, принятых при организации строительно-монтажных работ по сооружению гидроэлектростанций, различаются:

по степени предварительного укрупнения элементов оборудования (блочности монтажа);

по характеру совмещения (одновременности производства) монтажных и строительных работ;

по одновременности монтажа агрегатов (фронту монтажных работ).

В зависимости от степени предварительного укрупнения элементов оборудования на монтажной площадке монтаж гидроагрегатов может производиться отдельными деталями и даже частями их, конструктивными блоками, узлами и механизмами и, наконец, полностью собранным агрегатом (при небольших агрегатах без бетонируемых закладных частей). При этом блоком принято называть конструктивно и техноло-

нически осуществимый монтажный узел, механизм или деталь с максимальными весами и габаритами, определяемыми грузоподъемностью кранов или условиями транспортировки блока от места сборки к месту установки его в проектное положение.

В зависимости от одновременности выполнения монтажных и строительных работ монтаж оборудования может осуществляться с установкой закладных частей оборудования в штрабы, специально для них оставленные в бетоне уже сооруженного машинного здания (штрабной монтаж), или с установкой закладных частей до возведения бетонного массива здания станции с последующим бетонированием их в процессе сооружения здания станции (совмещенный монтаж).

В зависимости от фронта работ монтаж гидроагрегатов производится последовательно — по одному гидроагрегату, вначале турбины, а затем генератора, или параллельно — широким фронтом с выполнением одновременно работ по ряду агрегатов.

Методы монтажа следует выбирать и устанавливать в зависимости от количества, конструкции и габаритов гидроагрегатов, индивидуальных особенностей компоновки и организации строительства станции, необходимых сроков ввода оборудования в эксплуатацию и других местных условий.

Выбирая методы монтажа гидроагрегатов, необходимо учитывать, что установка агрегата на место отдельными деталями является наиболее простым и дешевым способом монтажа, так как при этом не требуется больших монтажных площадей, грузоподъемные средства могут быть ограничены минимумом, необходимым для ремонтов агрегатов в процессе эксплуатации, особых средств механизации не нужно, потребность в рабочей силе невелика. Но такой способ монтажа длителен и целесообразен только на небольших гидроэлектростанциях с малым количеством гидроагрегатов либо в случаях, когда это допускается сроками строительства.

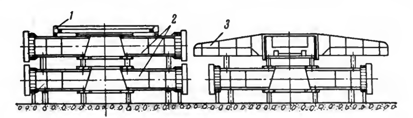
Монтаж крупными блоками несомненно уменьшает сроки производства монтажных работ, но требует увеличенных площадей для сборки, дополнительных грузоподъемных механизмов и специальных средств механизации работ, одновременного участия большого количества рабочих. Этот способ монтажа организационно сложен, и осуществление его дороже, но он может оказаться рациональным для крупных станций с большим количеством агрегатов, где установлены сжатые сроки строительства и монтажа.

Производство монтажных работ с установкой закладных частей агрегата в штрабы, оставленные в бетоне законченного машинного здания, облегчает условия монтажа. Но при этом способе монтажа увеличиваются сроки сооружения гидроэлектростанции и, кроме того, омоноличивание штрабного бетона с основным не всегда обеспечивает надежную прочность установки закладных частей агрегата.

Одновременное (совмещенное) выполнение строительных и монтажных работ усложняет и несколько удорожает монтаж оборудования и строительство машинного здания станции, но обеспечивает высокие темпы монтажных работ и качественную установку закладных частей в монолитном бетоне. В соответствии с этим совмещенный метод монтажа может быть рекомендован при сооружении крупных гидроэлектростанций.

Фронт монтажных работ характеризуется количеством выполняемых одновременно монтажных операций на месте установки агрегатов и видов сборочных работ на монтажной площадке. Наличие необходимого фронта работ определяется требуемыми темпами монтажа. На станциях с длительными сроками строительства монтажные работы могут производиться самым узким фронтом, т. е. оборудование может монти-

роваться последовательно по одному агрегату с установкой вначале турбины, а затем генератора и с максимальным выполнением сборочных работ на месте установки. Однако на гидроэлектростанциях с большим количеством гидроагрегатов при сжатых сроках строительства и монтажа фронт монтажных работ должен быть максимально расширен. При этом не только должен монтироваться одновременно ряд агрегатов, но и в одном агрегате монтажные операции должны быть максимально совмещены. В этих случаях все сборочные операции следует по возможности выполнять заранее на монтажных площадках.



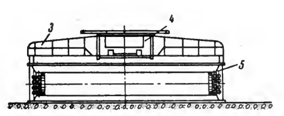


Рис. 6-1. Крупные блоки гидроагрегатов, подготовленные к монтажу.
1 — статор вспомогательного генератора; *2* — ротор генератора; *3* — верхняя крестовина; *4* — ротор вспомогательного генератора; *5* — статор генератора.

В послевоенные годы строительство большого количества гидроэлектростанций, в том числе ряда крупных уникальных станций с большим количеством агрегатов, потребовало выполнения чрезвычайно большого объема работ по монтажу гидроэнергетического оборудования в значительно меньшие сроки по сравнению с обычно принятыми. В связи с этим отечественными монтажными организациями были разработаны и осуществлены новые скоростные методы организации и технологии монтажных работ, которые обеспечили своевременное сооружение и ввод в эксплуатацию всех построенных гидроэлектростанций.

Эти методы характеризуются следующими основными положениями:

совмещением монтажа закладных частей турбин со строительными работами по возведению подводной части машинного здания и максимальным совмещением монтажных и строительных работ в течение всего последующего монтажа агрегатов;

максимальной параллельностью монтажа рабочих механизмов турбины и генератора одного агрегата и развертыванием самого широкого фронта работ, охватывающего монтаж одновременно нескольких гидроагрегатов (рис. 6-1);

применением индустриальных методов выполнения монтажных работ;

установкой на место в проектное положение деталей максимально крупными блоками, заранее собранными на монтажной и специальных сборочных площадках;

осуществлением поточного способа в укрупненной сборке и монтаже;

широким использованием малой механизации сборочных и монтажных работ — специальных монтажных механизмов, приспособлений и устройств.

Совмещение установки закладных частей со строительством машинного здания исключает время монтажа закладных частей из общей длительности строительства гидроэлектростанции. Одновременность монтажных работ по турбине и генератору и по нескольким агрегатам значительно уменьшает общий цикл монтажа оборудования станции и дает возможность вводить гидроагрегаты в эксплуатацию через очень короткие промежутки времени (30—20 дней и менее).

Решающее влияние на повышение производительности труда и снижение сроков производства монтажных работ оказывает внедрение индустриальных методов. Основной признак индустриализации — разделение цикла монтажных работ на две стадии:

подготовительная стадия, куда входят комплектация, подготовка и сборка деталей и монтажных узлов, выполняемая вне кратера гидроагрегата;

собственно монтаж, сводящийся к установке в проектное положение укрупненных узлов и соединению их между собой.

Поточность при монтаже гидроагрегатов, заключается в том, что детали, узлы и крупные монтажные блоки оборудования; предварительно подготовленные и укрупненные на сборочных площадках, поступают в законченном виде к месту установки непрерывным потоком в определенной технологической последовательности согласно проекту производства монтажных работ. При этом строительные работы по блоку гидроагрегата должны выполняться с опережением и в сроки, обусловливаемые технологией монтажных работ.

Поточный способ монтажа гидроагрегатов, основанный на специализации монтажных бригад, является самым производительным и может быть рекомендован для гидроэлектростанций с большим количеством агрегатов. Однако успешное осуществление его возможно только при наличии дополнительных сборочных площадей и в случае, если монтажным работам, как завершающим строительство и определяющим срок пуска гидроэлектростанции, будут технологически подчинены все другие строительно-монтажные работы.

Скоростные методы монтажных работ требуют дополнительных расходов в сравнении с производством монтажа по обычной схеме. Так, совмещение монтажа закладных частей с возведением бетона подводного блока обходится примерно на 10% дороже производства монтажа в готовом здании. Монтаж широким фронтом вызывает в отдельных случаях значительные расходы на сооружение временных сборочных площадок и на дополнительные грузоподъемные средства. Однако это удорожание монтажных работ окупается дополнительной выработкой электроэнергии за счет ускорения ввода гидроагрегатов в эксплуатацию.

6-3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

По времени выполнения, характеру монтажных работ и связи их с производством строительных работ по машинному зданию станции весь цикл монтажа крупного гидроэнергетического оборудования можно разделить на три основных этапа:

1) подготовительные работы, выполняемые до начала монтажа оборудования;
2) монтаж закладных частей турбины;
3) монтаж рабочих механизмов гидроагрегата.

Подготовительные работы, являющиеся организационно-технической подготовкой к монтажу гидроэнергетического оборудования и осуществляемые обычно до начала монтажных работ, заключаются в выполнении основных мероприятий, необходимых для обеспечения успешного монтажа гидроагрегатов. Организационно-техническая подготовка к монтажу включает:

получение монтажной организацией проектно-технической документации от генподрядчика или заказчика;

составление проекта производства монтажных работ, согласование и утверждение его в надлежащем порядке;

организацию в соответствии с проектом производства монтажных работ мест хранения и укрупнительной сборки оборудования;

сооружение постоянных или временных подъездных путей с устройством подходов и подъездов достаточной ширины, обеспечивающих нормальную подачу оборудования и материалов в монтажную зону, а в пределах последней — к месту установки;

возведение необходимых для производства монтажных работ временных сооружений, производственных и бытовых помещений;

прокладку внешних магистральных и разводящих сетей для подводки к местам укрупнительной сборки и монтажа оборудования электроэнергии, воды и сжатого воздуха, необходимых для монтажных работ, с устройствами для подключения к ним потребителей;

устройство электроосвещения объектов монтажа и примыкающих к ним площадей;

комплектную поставку оборудования и материалов в необходимом для выполнения монтажных работ объеме, предусмотренном согласованным графиком или проектом производства монтажных работ;

обеспечение необходимой строительной готовности объекта;

оснащение монтажной организации подъемно-транспортным оборудованием, механизмами, инструментами и приспособлениями;

монтаж эксплуатационного и монтажного подъемно-транспортного оборудования, предусмотренного проектом производства работ;

организацию мероприятий по технике безопасности, охране труда и промсанитарии.

Установка оборудования может быть начата только после того, как подготовленная к монтажу подводная часть машинного здания будет сдана для производства работ монтажной организации. Сдача-приемка мест установки оборудования производится по исполнительным геодезическим схемам, составленным в процессе строительства.

Монтаж закладных частей турбины в случаях совмещения строительных и монтажных работ должен начинаться сразу по достижении подводным бетонным массивом машинного здания отметки низа облицовки конуса отсасывающей трубы.

Монтаж рабочих механизмов гидроагрегата: рабочих механизмов турбины с регулятором скорости, механической части генератора и вспомогательного оборудования может быть начат по окончании сооружения верхнего машинного здания и после выхода на ось монтируемого агрегата эксплуатационных грузоподъемных кранов.

Монтаж закладных деталей гидротурбин, как правило, производится одновременно со строительными работами по подводной части блоков гидроагрегатов, когда машинного здания и постоянных кранов еще нет. Следовательно, монтаж может выполняться только с помощью строительных кранов, грузоподъемность которых определяет максимальное укрупнение блоков и способы установки их на место.

Целесообразно было бы вначале устанавливать полностью закладные детали всех агрегатов станции, а затем уже приступать к монтажу рабочих механизмов агрегатов развернутым фронтом. Однако по усло-

виям строительства это не всегда возможно, и тогда монтаж закладных деталей осуществляется в «ступенчатом» порядке: в готовом блоке первых гидроагрегатов монтируют закладные детали и по готовности здания и постоянных кранов приступают к монтажу рабочих механизмов агрегата. Одновременно начинают установку закладных деталей следующих блоков, подготовленных строительством для монтажа и так далее, т. е. параллельно монтируются рабочие механизмы предыдущего блока агрегатов и закладные детали последующего блока.

Во всех случаях вначале устанавливают облицовку отсасывающей трубы. Затем в зависимости от конструкции турбины, схемы и хода строительных работ монтируется статор турбины, а после этого устанавливается камера рабочего колеса, либо вначале монтируется камера рабочего колеса, а затем уже устанавливается статор.

Рабочее колесо собирается всегда полностью на монтажной площадке и в собранном виде опускается в кратер агрегата в зависимости от конструкции турбины до или после монтажа направляющих лопаток. Затем устанавливается на место и присоединяется к рабочему колесу вал турбины с предварительно установленной маслоподводящей штангой у поворотнолопастных турбин. В турбинах радиально-осевых рабочее колесо может быть установлено с присоединенным валом. Центровку турбины целесообразно производить после установки крышки турбины, которая в некоторых конструкциях турбин может быть собрана на монтажной площадке.

В гидроагрегатах с подпятником на крышке турбины после установки крышки монтируется опора подпятника, подпятник и устанавливается вал генератора. В зонтичных генераторах с подпятником на нижней крестовине вал устанавливается после монтажа крестовины и подпятника. Ротор генераторов подвесного типа, как правило, собирается с валом на монтажной площадке, устанавливается в кратере на тормоза, и затем монтируется верхняя крестовина и подпятник. Центровка вала зонтичного генератора может производиться до опускания ротора, а подвесного — после установки ротора с валом.

Соединение валов гидроагрегата с зонтичным генератором производится до установки ротора, а агрегатов с подвесным генератором — после установки ротора. После соединения валов и проверки центровки всего агрегата заканчивается монтаж крестовин, подпятника и подшипников генератора и турбины, устанавливается магнитная система и монтируются вспомогательное оборудование и служебные трубопроводы.

Монтаж регулятора и маслонапорной установки можно производить сразу после возведения фундаментов для бака с котлом и регуляторной колонки, не ожидая окончания монтажа турбины.

6-4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

Своевременный ввод в эксплуатацию строящихся гидроэлектростанций, особенно крупных станций с большим количеством мощных гидроагрегатов, требует исключительно четкой организации и рациональной технологии производства как подготовительных, так и основных монтажных работ. Особенности компоновки и строительства каждой гидроэлектростанции накладывают индивидуальные требования к решению вопросов выполнения и совмещения строительных и монтажных работ в здании станции. Поэтому весь объем работ по монтажу гидроагрегатов должен выполняться в полном соответствии с заранее разработанным проектом производства монтажных работ, увязанным с утвержденым проектом организации и производства строительных работ.

Проектироваиие монтажиых работ на крупиых гидроэлектростанциях осуществляется в два этапа. Вначале на первом этапе подготовки строительства гидроэлектростанции до начала собствеиио монтажа оборудования устаиавливается порядок организации и подготовки монтажных работ. Отдельиый проект для этого этапа ие разрабатывается, и оргаиизация моитажных работ производится в соответствии с общим проектом организации строительства гидроэлектростаиции.

Проект оргаиизации строительства составляется, как правило, генеральной проектной организацией, осуществляющей строительиое проектирование, и должеи содержать следующие материалы по монтажу осиовиого оборудоваиия:

1) объемы монтажиых работ по годам в соответствии с планом строительства;

2) последовательность, темпы и методы монтажных работ;

3) потребность в рабочих кадрах, иижеиерно-технических работниках и осиовиых материальио-техиических ресурсах.

На втором этапе проектироваиия монтажиых работ на осиове проекта организации строительства, чертежей и ииструкций заводов-изготовителей и других директивиых материалов монтирующая оргаиизация составляет специальный проект производства монтажиых работ.

Проект производства работ по монтажу осиовного гидроэнергетического оборудования должеи содержать следующие материалы:

1) техиическую характеристику основного оборудования — энергетические показатели, вес и габариты деталей и узлов;

2) калеидариый план производства монтажиых работ с уточнеииыми объемами работ по каждому агрегату и всем агрегатам стаиции, а также сводиый календариый план, устанавливающий последовательность и сроки выполнеиия монтажиых и взаимосвязаиных с иими строительных работ в целом по строительству;

3) техиологический процесс сборки и монтажа гидроэнергетического оборудования в соответствии с принятым методом монтажа;

4) расчет потребиости и график движения рабочей силы;

5) графики предварительной укрупнительной сборки деталей и узлов гидроагрегата;

6) схемы расположеиия и организации сборочиых площадок, иеобходимых для ревизии, контрольной и укрупнительной сборки оборудования;

7) расчет потребиости и графики работы осиовиых грузоподъемных механизмов;

8) расчет потребности в материальных ресурсах для моитажа и испытаний гидроагрегатов (ииструмеиты, материалы, оборудоваиие, электроэиергия, сжатый воздух);

9) строительный генеральиый план объекта с уточнеиным расположением складов оборудования, площадок укрупнительиой сборки деталей и узлов, временных моитажных сооружеиий, грузоподъемных механизмов, подъездных путей и др.;

10) рабочие чертежи зданий и сооружений для моитажных иужд;

11) ведомость специальиых моитажных и такелажиых механизмов, устройств и приспособлеиий, подмостей, а также рабочие чертежи иа новые виды приспособлеиий;

12) технологические карты и схемы производства сложиых сборочно-моитажных работ;

13) решеиия по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарным мероприятиям, требующие проектиой проработки;

14) необходимые дополнительиые мероприятия и условия, обеспечивающие организацию и сроки выполнеиия монтажиых работ;

15) пояснительную записку, содержащую обоснования основных решений проекта производства работ и потребности в рабочей силе, грузоподъемных механизмах, приспособлениях, устройствах и других вопросов с необходимыми технико-экономическими показателями.

Осуществление монтажа оборудования без проекта производства монтажных работ не должно допускаться.

Перед началом монтажа оборудования проект производства монтажных работ должен быть проверен на месте, так как составляется он иногда задолго до монтажа и реальные условия на строительстве к этому времени могут измениться. В случае необходимости проект дорабатывается. Графики строительно-монтажных и сборочных работ привязываются по времени.

При разработке проектов производства монтажных работ используются общегосударственные и отраслевые нормативные и директивные материалы, опытные данные по законченным строительствам гидроэлектростанций, технические условия на изготовление и монтаж оборудования, инструкции по монтажу, рабочие чертежи оборудования и другие инструктивные материалы заводов-изготовителей оборудования, проектирующих и монтажных организаций.

Ниже рассматривается порядок проработки в проектах производства монтажных работ основных вопросов, решающих подготовку и качественное выполнение монтажа и ввод гидроэнергетического оборудования в эксплуатацию в установленные сроки.

Технологические схемы монтажа оборудования являются основным документом, определяющим порядок и сроки выполнения монтажных работ, а следовательно, и ввода гидроагрегатов в эксплуатацию. Поэтому выбор наиболее рациональной технологической схемы должен производиться особенно тщательно с учетом компоновки, конструкции и технологии изготовления оборудования, сроков и порядка его поставки, схемы и сроков выполнения строительных работ по машинному зданию и станции в целом, наличия и размеров сборочных и монтажных площадок, наличия и времени ввода в эксплуатацию необходимых грузоподъемных механизмов и других конкретных условий организации и осуществления строительства гидроэлектростанции.

В соответствии с принятой схемой монтажа составляется технологический процесс монтажных работ по агрегату, в котором рассматриваются в технологической последовательности все основные операции по сборке, установке, бетонированию, проверке и испытанию деталей, узлов и механизмов турбины, генератора, системы регулирования и вспомогательного оборудования с указанием трудоемкости каждой операции в человеко-днях, длительности выполнения ее в днях (сменах) и количества занятых в операции рабочих.

Разработанный технологический процесс монтажных работ дает возможность определить следующие основные показатели:

трудоемкость монтажных работ по агрегату;

длительность монтажа агрегата по отдельным этапам монтажных работ, а именно:

монтажа закладных деталей и выполнения строительных работ до выхода мостового (козлового) крана в зону монтируемого агрегата;

монтажа рабочих механизмов турбины и генератора;

пуско-наладочных работ;

требуемое количество рабочих для монтажа как одного, так и всех монтируемых агрегатов.

Все монтажные операции по времени и последовательности их выполнения можно разделить на три группы.

Первая группа включает все последовательные цикловые монтажные операции, выполняемые на месте установки агрегата в шахте тур-

Технологический график
монтажа гидроагрегата с поворотнолопастной турбиной и генератором зонтичного типа

№ операции	Наименование операций	Трудоемкость операции, чел/смены	Длительность работ, раб. дни (10–130)
1	Монтаж облицовки отсасывающей трубы	96	6-8
2	Бетонирование облицовки	—	14
3	Монтаж конуса спирали и плит статора	128	8-8
4	Бетонирование конуса спирали и плит статора	—	12
5	Укрупнительная сборка статора турбины	128	8-8
6	Монтаж статора турбины	80	5-8
7	Монтаж камеры рабочего колеса	96	6-8
8	Монтаж нижнего кольца направляющего аппарата	48	3-8
9	Бетонирование нижнего узла закладных частей	—	12
10	Монтаж облицовки шахты турбины	112	7-8
11	Возведение бетонного блока агрегата	—	11
12	Монтаж направляющего аппарата	240	20-6
13	Сборка и испытания рабочего колеса	312	26-6
14	Установка рабочего колеса на место	48	3-8
15	Сборка блока крышки турбины	64	4-8
16	Монтаж блока крышки турбины	32	2-8
17	Центровка ротора турбины	32	2-8
18	Укрупнительная сборка статора генератора	272	17-8
19	Установка статора генератора	64	4-8
20	Монтаж подпятника	32	2-8
21	Установка и центровка вала генератора	48	4-6
22	Укрупнительная сборка ротора генератора	648	27-12
23	Установка ротора генератора	96	6-8

В зону агрегата

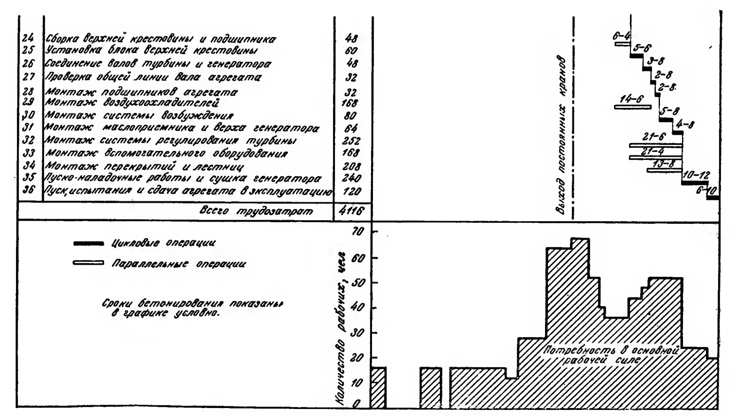


Рис. 6-2. Технологический график монтажа гидроагрегата.

бины, которые определяют продолжительиость монтажа агрегата и входят в общнй цнкл строительства гидроэлектростаиции.

Вторая группа включает параллельные сборочиые н монтажные операции, выполняемые одновремеино с последовательиыми операциями и не влияющие иа общую продолжительность монтажа. Такимн операциямн могут являться как чнсто монтажные работы в блоке агрегата, так и предварительиая укрупиительиая сборка узлов н блоков вие зоны агрегата.

Третья группа включает подготовнтельные операции вспомогательного характера, не учнтываемые технологнческнм процессом, как, например, вскрытие упаковки, очистка деталей от коисервнрующнх покрытий, ржавчнны н грязи, опиловка кромок н заусеицев, прогоика резьбы крепежиых деталей н др.

Трудоемкость отдельных монтажных операций и общая трудоемкость монтажных работ по гндроагрегату определяются иа основе опытных даиных по монтажу аналогичного оборудоваиия, цеииика на монтаж гидроэнергетнческого оборудования, а также норм и расценок на монтажиые работы.

Общая трудоемкость монтажных работ по агрегату н станцнн определяется как сумма трудоемкостей всех трех операций. При этом затраты труда на подготовительные н подсобные работы могут быть приняты в размере 15—20% трудоемкости последовательиых и параллельиых операций.

Потребиость в рабочей снле для выполнеиня монтажной операции определяется рацнональным составом рабочей бригады и трудоемкостью операцнн, а также техиологнческн и оргаиизациоиио целесообразиой длительностью операции. Прн этом иеобходимо учитывать, что все моитажные операцни приходнтся пронзводить, как правнло, в две смеиы, а пуско-наладочные испытания, сушку геиератора и ввод агрегата в эксплуатацию — даже в трн смены.

Длительность монтажа каждой операции (k) равна трудоемкости ее (q), поделениой на состав бригады (m):

$$k = \frac{q}{m}, \text{ дни.} \tag{6-1}$$

Полиый цикл моитажа гидроагрегата включает время выполнеиия всех последовательиых монтажиых операций, длительиость бетоиирования закладиых деталей н продолжительиость возведеиия бетонного блока в пределах агрегата.

П р о д о л ж н т е л ь н о с т ь   м о и т а ж а   гидроагрегатов является одним нз основиых факторов, решающих своевремеиный ввод гидроэлектростанцни в эксплуатацню, н поэтому разработке этого вопроса в проекте уделяется особое виимаиие.

Общая продолжнтельиость монтажа гидроагрегатов устаиавлнвается в зависнмости от директивиого срока ввода агрегатов в эксплуатацию, возможиостн начала моитажиых работ и сроков производства нх по условиям строительства, а также от обеспечеииости сборочными и моиажиыми площадями, грузоподъемнымн средствами и своевремеиности поступления оборудоваиия с заводов. При этом иеобходнмо учитывать длительность моитажа одиого агрегата, техиологическую целесообразиость одновремеииого моитажа иескольких агрегатов, длительность перерыва между устаиовкой закладиых частей и монтажом рабочих механизмов, темпы и сроки строительиых работ по возведеиию машинного здаиня и водоиапориого фроита стаиции.

Определеиие длительиости монтажа агрегатов станцин в случае

одновременного монтажа нескольких агрегатов может быть произведено по формуле

$$A=a+t(n-1),\qquad (6\text{-}2)$$

где A — общая длительность монтажа, рабочие дни;
a — длительность монтажа одного агрегата, рабочие дни;
t — интервал между началом монтажа последующих агрегатов (шаг потока), рабочие дни;
n — число агрегатов станции.

Сроки длительности монтажа гидроагрегатов, установленные Министерством энергетики и электрификации СССР, приведены в табл. 6-1.

Таблица 6-1

Продолжительность монтажа гидроагрегатов

Типы гидроагрегатов	Диаметр рабочего колеса турбины, *м*	Продолжительность монтажа, рабочие дни
С поворотнолопастными турбинами	3,7—5,0	35
	6,6—7,2	40
	8,0	45
	9,0—9,3	50
С радиально-осевыми турбинами	3,0	35
	4,1	40
	5,5	50

При этом началом монтажа гидроагрегата считается день опускания в кратер агрегата рабочего колеса турбины, а окончанием монтажа — начало комплексного опробования агрегата. Продолжительность монтажа первого агрегата вновь строящихся гидроэлектростанций следует устанавливать с коэффициентом 1,5, а второго — 1,2. Для районов Севера, Сибири и Дальнего Востока продолжительность монтажа всех последующих агрегатов устанавливается с коэффициентом 1,1.

Шаг потока определяется в зависимости от назначенных сроков ввода станции в эксплуатацию, темпов строительства станции и машинного здания, количества агрегатов и других факторов, влияющих на длительность монтажа. Практически он может составлять 0,4—0,5 от времени монтажа одного агрегата.

По материалам укрупненного технологического процесса и в соответствии с длительностью монтажа одного агрегата и всех агрегатов станции, а также исходя из времени предоставления фронта работ и необходимых сроков окончания монтажа агрегатов, составляется технологический календарный график производства монтажных работ по агрегату (рис. 6-2) и общий календарный график монтажа всех агрегатов станции (рис. 6-3). Эти графики определяют время выполнения и окончания монтажа, последовательность и одновременность монтажных операций, порядок совмещения и выполнения монтажных и строительных работ и являются основой для разработки графика движения рабочей силы и определения ее потребности, а также для разработки всех остальных разделов проекта производства монтажных работ.

С учетом трудозатрат и количества рабочих, которые могут быть заняты на отдельных монтажных операциях, в технологическом календарном графике наносится общая потребность в рабочей силе на монтаж одного агрегата по времени. Такое же построение производится в общем календарном графике монтажа агрегатов станции, суммируя графики движения рабочей силы по отдельным агрегатам. Полученный график движения рабочей силы покажет общую потребность ее на станции в отдельные моменты монтажа оборудования. При этом может получиться неравномерность потребности в рабочей силе из-за совмещения во времени большого количества монтажных операций. Практи-

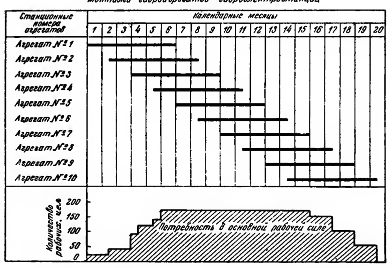


Рис. 6-3. Общий календарный график монтажа гидроагрегатов станции.

чески трудно значительно увеличивать или уменьшать количество рабочих в процессе монтажа, и поэтому следует стремиться к максимальной равномерности потребности в рабочей силе в течение монтажа всего оборудования. В случае, если получается большая неравномерность потребности в рабочей силе, возможно, следует пересмотреть ранее принятые технологическую схему и технологический процесс монтажа, изменить порядок сборочных и монтажных работ и рассредоточить по времени выполнение отдельных операций.

Из графиков движения рабочей силы определяется общая потребность в рабочих на отдельных этапах монтажа. Для выполнения монтажных операций нужны рабочие разных специальностей: слесари-сборщики, электросварщики, такелажники и др. Поэтому необходимо определить потребность в рабочих также и по их специальностям. Такой расчет следует производить на основе технологического процесса монтажа по нормам времени на монтажные работы, с использованием опытных данных по строительству современных гидроэлектростанций.

6-5. МОНТАЖНО-СБОРОЧНЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ БАЗЫ

Производственно-хозяйственная база. По составу, компоновке и размерам производственно-хозяйственная база монтажного участка должна соответствовать объему монтажных работ на станции и включать в себя следующие помещения:

монтажно-механическую мастерскую, имеющую несколько металлообрабатывающих станков и предназначенную для укрупнительной сборки и подготовки к монтажу небольших узлов и деталей агрегата, очистки сегментов ротора, изготовления и ремонтов приспособлений и специального инструмента;

кузницу на один горн для небольших кузнечных поделок, необходимых при монтаже;

материально-инструментальную кладовую для хранения монтажных материалов, инструментов, приспособлений и приборов;

навес для производства трубогибочных работ и хранения крупных монтажных приспособлений и устройств;

небольшую кладовую для смазочных и горючих материалов;

контору участка.

База должна быть обеспечена электроэнергией, сжатым воздухом и водой. Производственно-хозяйственную базу следует сооружать до начала монтажа закладных частей турбин и располагать ее, как правило, вблизи здания станции.

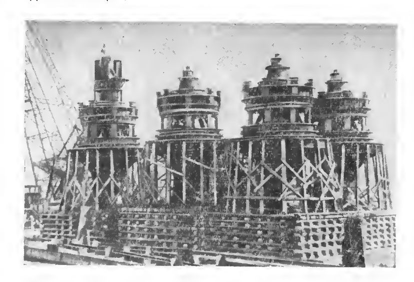


Рис. 6-4. Укрупненные монтажные блоки, подготовленные на базе складирования.

База складирования должна проектироваться и строиться из расчета хранения на ней оборудования, поступающего от заводов-изготовителей, подготовки его к монтажу и производства укрупнительной сборки некоторых узлов гидроагрегата, а также работ по восстановлению консервации деталей в процессе длительного хранения их. Использование базы складирования для укрупнительной сборки особенно важно на гидроэлектростанциях с большим количеством гидроагрегатов при сжатых сроках монтажа, где монтажные площадки машинного здания не могут обеспечить подготовку достаточного количества заранее укрупненных монтажных блоков. На рис. 6-4 показаны крупные узлы агрегатов, собранные на базе складирования и подготовленные к установке на место.

База складирования обычно состоит из открытых площадок, навесов и закрытых теплых и холодных складов. Она должна быть связана подъездными путями как с общей железнодорожной магистралью, так и с машинным зданием. В случаях доставки оборудования автотранспортом или по воде база должна иметь соответствующую дорожную связь.

Площадь базы должна обеспечивать одновременное хранение двух-трех агрегатов. Удельную плотность раскладки оборудования на базе можно принимать 0,5—0,7 *т/м²*. Тогда общая площадь базы с учетом производства на ней работ по подготовке деталей к монтажу может быть определена по формуле

$$F = (2 \div 3)\frac{G}{f},\ м^2, \qquad (6\text{-}3)$$

где G — вес деталей одного агрегата;

f — удельная плотность раскладки, *т/м²*.

Площадь навесов, холодных и теплых закрытых складов может составлять 25—30%, а открытых площадок 70—75% общей площади базы складирования.

База складирования должна быть обеспечена достаточным количеством грузоподъемных средств для разгрузки оборудования, перемещения и обработки его в процессе хранения, для погрузки при отправлении в монтаж и для подготовительно-сборочных работ.

При определении количества и грузоподъемности кранов для баз складирования необходимо учитывать время возможного простоя вагонов под разгрузкой, неравномерность поступления оборудования на склад и выдачи его в монтаж. Затраты времени работы крана для переработки на базе 1 *т* оборудования, включая подготовку оборудования к монтажу, ориентировочно можно принимать 0,5 крано-часа.

Оборудование надлежит укладывать и хранить в складах согласно соответствующим инструкциям по хранению. При хранении оборудования необходимо учитывать, что заводская консервация деталей и узлов рассчитана не более чем на 6 мес.

Поэтому в случаях более длительного хранения оборудования консервация должна проверяться и восстанавливаться, для чего в складских помещениях следует предусматривать соответствующие средства механизации.

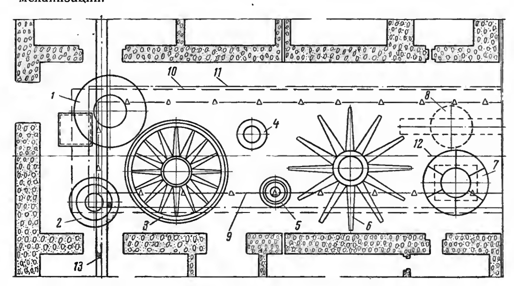


Рис. 6-5. Схема расположения оборудования на монтажной площадке..

1 — блок крышки турбины; *2* — опора подпятника; *3* — ротор; *4* — подпятник; *5* — втулка ротора с валом; *6* — верхняя крестовина; *7* — рабочее колесо; *8* — место хранения траверсы кранов; *9* — зона действия большого крюка основного крана; *10* — то же монтажного крана; *11* — то же малого крюка основного крана; *12* — ось агрегатов; *13* — железнодорожный подъезд.

Сборочные и монтажные площадки. Размеры основной монтажной площадки машинного здания обычно определяются возможностью размещения на ней основных узлов одного гидроагрегата, демонтируемого в периоды капитальных ремонтов. Однако сжатые сроки монтажа оборудования, особенно на гидроэлектростанциях с большим количеством агрегатов, требуют максимального расширения фронта сборочных работ, и основная монтажная площадка может не удовлетворить такому требованию. Поэтому на строительствах современных станций для обеспечения необходимых темпов монтажа организуются дополнительные сборочные площадки как внутри машинного здания на кратерах немонтируемых агрегатов, так и вне машинного здания, а также на базах складирования.

Размеры дополнительных сборочных площадок определяются на основе технологической проработки одновременного монтажа требуемого количества агрегатов с учетом того, что на этих площадках должны производиться работы по сборке и испытанию деталей и механизмов турбины и генератора, а также некоторое время должен храниться задел подготовленных к монтажу деталей, узлов и блоков. Монтажная и сборочные площадки соединяются железнодорожными путями с базой складирования и должны иметь подъезд для автотранспорта.

Вследствие небольших габаритов монтажных площадок машинного здания использование их в процессе монтажа должно быть тщательно организовано путем рационального размещения на них деталей и узлов агрегата на каждом этапе монтажных работ. С этой целью составляются схемы размещения деталей и узлов на монтажных площадках по отдельным этапам монтажа (рис. 6-5). На этих схемах, кроме расположения деталей, указываются также пределы действия крюков мостовых кранов, подъездные пути и электрические, воздушные и водяные магистрали. Такие же схемы следует составлять и для временных сборочных площадок.

Подача оборудования с базы в процессе монтажа должна производиться в таком порядке, чтобы была совершенно исключена возможность задержки монтажных работ вследствие несвоевременной подачи деталей. Излишняя и преждевременная подача оборудования также недопустима, так как оборудование может загромоздить площадку, что нарушит порядок работ. С целью правильной организации сборочных работ на монтажной площадке целесообразно разработать график подачи оборудования с базы, согласованный с графиком монтажных работ.

6-6. ПОДГОТОВКА ОБОРУДОВАНИЯ К МОНТАЖУ

Приемка оборудования в монтаж производится по внешнему осмотру без разборки его на узлы и детали. При этом проверяются:

комплектность оборудования по заводским спецификациям или отправочным и упаковочным ведомостям;

соответствие оборудования чертежам или проектным спецификациям;

отсутствие внешних повреждений или поломок, трещин, раковин и прочих видимых дефектов оборудования, а также состояние консервации деталей и узлов;

наличие и достаточность технической документации заводов-изготовителей, необходимой для производства монтажных работ.

По окончании осмотра оборудования приемка его в монтаж оформляется актом. Оборудование, поступившее в монтаж, подвергается разборке и ревизии лишь в объеме, предусмотренном заводскими техническими указаниями и инструкциями, либо действующими техническими условиями на монтаж. Разборка и ревизия оборудования, поступившего под пломбой, без разрешения завода-изготовителя запрещаются.

Оборудование, длительно хранившееся на складе, а также имеющее видимые дефекты консервации, должно быть подвергнуто ревизии с разборкой в объеме, необходимом для определения его пригодности к установке, выявления возникших дефектов и определения мер для их ликвидации. Разборке подлежит также и то оборудование, с которого нельзя снять консервирующие покрытия в собранном виде.

В процессе подготовки к монтажу узлы и детали оборудования очищаются от консервирующих покрытий, за исключением тех поверхностей, которые должны оставаться с защитными покрытиями согласно указаниям заводов-изготовителей.

Очистка от консервирующих смазок и покрытий может производиться различными растворителями или иными средствами и способа-

ми, не наносящими царапин и других повреждений на поверхностях деталей. Гуммированные или защищенные специальными антикоррозийными покрытиями детали должны предохраняться от попадания на них растворителей.

С крупных деталей защитная смазка (пушечное сало, технический вазелин) может предварительно удаляться деревянными шпателями. После удаления защитной смазки очищаемые поверхности должны сначала протираться чистой ветошью, смоченной растворителем, а затем вытираться досуха. С мелких деталей защитную смазку удобно удалять путем погружения их в растворитель с последующей протиркой чистой ветошью. Внутренние полости деталей необходимо тщательно очищать.

Детали с лакокрасочными антикоррозийными покрытиями должны расконсервироваться с применением специальных растворителей. Покрытия, трудно смываемые растворителями, разрешается удалять медными или алюминиевыми скребками, а также шлифовальными машинками с кругами из материала, не наносящими царапин и рисок на поверхности детали.

Очищать детали из цветных металлов и пористые детали от консервирующей смазки щелочными растворами нельзя. Пользоваться воспламеняющимися растворителями, если на расстоянии менее 10 *м* производятся огневые работы, запрещается.

При расконсервации оборудования особое внимание необходимо обращать на сохранность обработанных поверхностей деталей (шеек валов, плоскостей сопряжений и др.). После расконсервации поверхности деталей должны быть внимательно осмотрены и предохранены от коррозии и возможных повреждений.

Устранение дефектов и доукомплектование оборудования производятся заводом-изготовителем. Обнаруженные в процессе приемки, ревизии, монтажа и испытания дефекты и недостатки оборудования фиксируются актами монтажной организации с участием представителей заказчика и завода-изготовителя или его шеф-монтажного персонала. Акты передаются заказчику для предъявления соответствующих рекламаций заводу-изготовителю.

6-7. МОНТАЖНЫЕ СРЕДСТВА

Интенсивность и высокая производительность монтажных работ, а также качественность их выполнения могут быть обеспечены только применением достаточного количества монтажных средств. Основными видами этих средств являются монтажные механизмы, энергетические ресурсы, материалы и инструменты. Вопросы обеспечения монтажа оборудования необходимым количеством монтажных средств должны быть проработаны в проекте производства монтажных работ.

Механизация монтажных работ. Основными средствами механизации при выполнении монтажных работ являются постоянные мостовые или козловые краны машинного здания. Применение этих кранов возможно только по окончании возведения бетонного массива здания и подкрановых конструкций. Поэтому постоянные краны обычно могут быть использованы лишь для монтажа рабочих механизмов агрегата и сборочных работ на монтажной площадке. Работы по установке закладных частей турбины до готовности машинного здания выполняются чаще всего строительными кранами: башенными, портально-стреловыми и стреловыми самоходными (на железнодорожном, гусеничном и автомобильном ходу). Для сборочных работ на внешних сборочных площадках и базах складирования целесообразно применение козловых кранов.

При большом фронте монтажных работ постоянных кранов может быть недостаточно для обеспечения подготовительных и сборочных ра-

бот на монтажиой площадке и подъемно-транспортиых операций по моитажу рабочих механизмов на нескольких агрегатах. В таких случаях могут дополнительно устанавливаться временные краны меньшей грузоподъемности, располагаемые иа подкраиовых путях постоянных кранов либо иа отдельиых подкрановых путях. Количество и грузоподъемность временных кранов определяются интенсивностью монтажных работ и весом деталей и узлов, подлежащих укрупнительной сборке и транспортировке.

Общее количество кранов, требуемое для монтажа оборудования, может быть определено по формуле

$$n_к = \frac{tG}{T}, \qquad (6\text{-}4)$$

где $n_к$ — количество кранов;

t — затраты времени на монтаж 1 *т*, *ч/т*;

T — общая продолжительность монтажа оборудования, *ч*;

G — общий вес монтируемого оборудования, *т*.

При этом необходимо определять количество кранов раздельно для машинного здания, внешней площадки укрупнительной сборки и строительных кранов для монтажа закладных частей.

Затраты времени на монтаж оборудования постоянными кранами машинного здания по опытным данным можно ориентировочно принимать 0,5—0,6 *ч* на 1 *т*, а строительных кранов — 0,7—0,8 *т/ч*.

Монтажные приспособления и устройства. Монтаж крупного гидроэнергетического оборудования вследствие его больших габаритов и веса, сложной конструкции и конфигурации деталей и узлов требует применения специальных монтажно-сборочных приспособлений и устройств для захвата деталей и блоков при транспортировке, для сборки, установки и выверки их, а также для других сборочно-монтажных операций. Такие приспособления необходимы и для выполнения заводских технологических операций, переносимых с заводов на монтажную площадку.

Некоторые из монтажных приспособлений и устройств могут быть общими для всех типов и конструкций гидроагрегатов, но большая часть их разрабатывается для каждого конкретного типа агрегата. В основном все приспособления и устройства изготовляются заводами-изготовителями и поставляются с оборудованием. Однако при составлении проекта производства монтажных работ выявляется часто еще ряд приспособлений и устройств, необходимых при данном способе монтажа, а также приспособлений и устройств больших габаритов, не требующих заводского изготовления. Эти приспособления изготовляются обычно на станции.

Отдельные конструкции приспособлений и устройств будут приведены в соответствующих разделах, посвященных технологии работ.

Механизированные инструменты. На монтажных работах широко распространено применение механизированного инструмента с пневматическим и электрическим приводом: рубильные молотки, сверлильные машинки, шлифовальные машинки и гайковерты.

Условия работы пневматическими и электрическими инструментами практически одинаковы, так как габариты и вес их разнятся между собой незначительно. Однако применение электрического инструмента более опасно из-за возможности поражения током при несоблюдении правил безопасности. Поэтому на монтажных работах применяют преимущественно пневматические инструменты.

Пневматические гайковерты предназначены для завертывания гаек и болтов диаметром до 160 *мм*. Применение гайковертов при монтаже гидроагрегатов не только повышает производительность труда, но и обеспечивает практически одинаковую степень затягивания гаек, а сле-

довательно, и равные напряжения в болтах. Это преимущество особенно важно в ответственных болтовых соединениях валов агрегата, рабочего колеса турбины, обода генератора и других узлов агрегата.

Пневматические молотки являются ударным инструментом и применяются в основном для рубки и зачистки металла после сварки. Пневматические молотки используются также для затягивания гаек с помощью ключей, особенно в труднодоступных местах. В этих случаях ударник молотка передает ударно-вибрационную нагрузку на гайку через рукоятку ключа. Пневматические молотки широко применяются для дорновки отверстий стяжных шпилек и пазов под хвостовики полюсов в ободе ротора.

Пневматические сверлильные машинки выполняются ротационными и поршневыми. В монтажной практике применяют главным образом ротационные машинки, так как они при равной мощности имеют меньшие габариты и вес. Конструктивно сверлильные машинки выполняются угловыми и прямыми.

Пневматические шлифовальные машинки подразделяются на горизонтальные, имеющие горизонтальную ось вращения шлифовального круга, и вертикальные (торцевые) — с вертикальной осью вращения. Используются шлифовальные машинки на монтаже главным образом для зачистки неровностей и выступов в стыках деталей проточной части гидротурбины, выступающих сегментов обода ротора генератора.

Электрические сверлильные машинки работают от сети переменного или постоянного тока и состоят из электродвигателя и редуктора, понижающего скорость вращения шпинделя. Электрические сверлильные машинки рассчитаны на работу с перерывами, так как непрерывная длительная работа может привести к перегреву обмотки электродвигателя и выходу его из строя.

Электрические шлифовальные машинки имеют то же назначение, что и пневматические. В практике монтажных работ широко применяются машинки с передачей от двигателя к шлифовальному кругу в виде гибкого вала. В зависимости от условий работы они снабжаются угловой сменной головкой с чашечным абразивным кругом или прямой головкой с плоским кругом.

Очистка металлических поверхностей от заусенцев, коррозии и старой краски, а также зачистка кромок металла под сварку могут производиться электрическими или пневматическими щетками, работающими специальной шарошкой или торцевой проволочной сеткой.

Монтажные энергетические ресурсы. Основными энергетическими ресурсами, требуемыми для обеспечения монтажных работ, являются электрическая энергия и сжатый воздух.

Электрическая энергия необходима для грузоподъемных механизмов, станков, механизированного инструмента, местного освещения, электросварочных работ, нагрева деталей при монтаже и других нужд. При расчете потребности в электроэнергии необходимо учитывать коэффициент одновременности работы механизмов и коэффициент их загрузки.

Коэффициенты одновременности работы механизмов, учитывающие технологические простои, пусковые моменты электродвигателей, одновременность работы и другие условия, по опытным данным могут быть приняты при расчетах следующими:

грузоподъемные краны	0,3
двигатели отдельных лебедок	0,1
станки механических мастерских и калориферы	0,6
электросварочные аппараты	0,5
электрический инструмент	0,3
компрессоры	0,9
местное освещение	0,6

Коэффициент загрузки учитывает, что не все потребители работают при номинальной мощности или в расчетном режиме. Он может быть принят для всех случаев равным 0,8.

Сжатый воздух требуется в основном для работы пневматического инструмента. Потребность в сжатом воздухе определяется по количеству работающего пневматического инструмента с учетом одновременности его работы, увеличения расхода воздуха в связи с износом инструмента и потерь воздуха в подводящей сети. Необходимая производительность компрессорной установки будет равна:

$$Q = k_1 k_2 k_3 \Sigma q_и,$$

где Q — производительность компрессорной, *м³/мин*;

$\Sigma q_и$ — суммарный расход воздуха инструментами, *м³/мин*;

k_1 — коэффициент одновременности работы инструментов, может быть принят по графику на рис. 6-6;

k_2 — коэффициент, учитывающий увеличение расхода воздуха в связи с износом инструмента, принимается обычно 1,1—1,2;

k_3 — коэффициент, учитывающий потери воздуха в сети, может быть принят равным 1,2—1,35.

Материалы и инструменты. Монтажные материалы, необходимые для заводских технологических операций при сборке, проверке и установке деталей и узлов гидроагрегата (прокладочные, электроизоляционные и др.), обычно поставляются заводами-изготовителями. Материалы, требуемые для подготовки деталей и узлов к монтажу (обтирочные, смазочные и др.), для изготовления монтажных приспособлений и устройств, а также некоторый запас материалов для технологических операций должны приобретаться монтирующей организацией. Потребность в монтажных материалах определяется по утвержденным нормативам вне зависимости от способов монтажа.

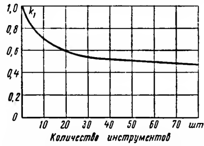


Рис. 6-6. Коэффициент одновременности работы пневматических инструментов.

Монтирующая организация должна иметь только оборудование, аппаратуру и инструменты общего характера, так как все специальное оборудование, инструменты и монтажные приспособления, необходимые для выполнения заводских технологических и специфичных монтажно-сборочных операций, поставляются, как правило, заводами-изготовителями.

К оборудованию общего характера относятся компрессоры, электро- и газосварочные машины и аппаратура, такелажное и другое оборудование. Инструментами общего назначения являются пневматические и электрические инструменты, проверочно-измерительные инструменты и приборы, металлообрабатывающие и нарезные ручные инструменты, крепежные и другие виды инструментов.

Спецификация и количество оборудования и инструментов общего назначения, требуемых для выполнения монтажных работ, определяются по нормативам расхода его с учетом единовременной потребности соответственно количеству рабочих, занятых в смене, степени естественного износа и необходимого резервного фонда.

6-8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ И ПРОМСАНИТАРИЯ

Основные положения. Комплекс мероприятий по предохранению работающих от производственных травм и заболеваний должен быть предусмотрен проектом производства монтажных работ. При участии

в строительстве гидроэлектростанции нескольких организаций генеральная подрядная строительная организация с привлечением субподрядных организаций обязана разработать общие мероприятия по технике безопасности.

Руководитель работ обязан до общего начала монтажных работ и систематически перед началом каждой монтажной операции проверять выполнение всех мероприятий по технике безопасности, предусмотренных проектом производства работ, и устанавливать их достаточность и надежность. В случае необходимости должны быть осуществлены дополнительные мероприятия с тем, чтобы все операции в процессе монтажных работ могли выполняться без опасности для работающих. Кроме того, технология монтажных операций и организация монтажных работ должны исключать всякую опасность их выполнения.

Необходимо помнить, что в условиях одновременного производства работ в машинном здании по сооружению самого здания, монтажу металлоконструкций, гидросилового и электротехнического оборудования, а также эксплуатации вводимых гидроагрегатов вопросы безопасных методов работ и предохранение работающих от возможных несчастных случаев приобретают особо важное значение.

Общие положения по технике безопасности установлены «Правилами техники безопасности для строительных и монтажных работ», и знание их инженерно-техническим персоналом обязательно. Запрещается допускать к руководству работами инженерно-технических работников, не прошедших проверку знаний этих Правил. Проверка знаний Правил производится периодически не реже 1 раза в год и каждый раз при переходе инженерно-технического работника на другую должность.

Обязанности и ответственность инженерно-технического персонала. Ответственность за состояние охраны труда и промсанитарии на монтажном объекте несут начальник и главный инженер монтажой организации (мотажного управления, участка).

Основными обязанностями монтажного инженерно-технического персонала в области техники безопасности и промсанитарии являются:

надзор за правильным и безопасным производством монтажных работ и систематический контроль за соблюдением монтажным персоналом Правил техники безопасности и мероприятий по безопасному выполнению монтажных работ;

надзор за правильным и безопасным использованием монтажных механизмов и грузоподъемных средств;

обучение монтажного персонала безопасным методам производства монтажных работ.

Инженерно-технический персонал несет ответственность:

за невыполнение возложенных на них обязанностей по соблюдению техники безопасности и производственной санитарии;

за нарушения своими распоряжениями и действиями Правил техники безопасности и производственной санитарии;

за несчастные случаи, происшедшие вследствие несоблюдения ими требований по технике безопасности и возложенных на них обязанностей.

Обучение безопасным методам работ. Безопасное выполнение монтажных работ может быть надежно обеспечено не только осуществлением специальных предупреждающих мероприятий, соответствующей организацией и технологией монтажных операций, но и своевременным обучением работающих методам безопасного производства работ, а также систематическим контролем как за состоянием предупреждающих мероприятий, так и за выполнением работающими монтажных операций безопасными методами. Поэтому категорически запрещается допускать рабочих к выполнению каких-либо работ без предваритель-

иого обучения методам безопасного их пронзводства. Обученне безопасным методам пронзводства работ подразделяется на вводное обучение и иструктаж, проводнмый на рабочем месте.

Вводное обучение должио проводнться обычно по группам в течение 6—10 *ч* по программе: оргаиизация н технологнческий процесс монтажа гидроагрегата; условия безопасностн работ по моитажу гидроэнергетнческого оборудовання; правильная органнзацня рабочих мест; требовання техиикн безопасностн по содержаиню н пользованню инструментами, приспособлениями и грузоподъемными средствамн; вопросы электробезопасностн; первая помощь при несчастных случаях; обязаиности н ответственность рабочего при выполнеинн правил техннкн безопасности. Результаты усвоения рабочими вводного обучения проверяются н фиксируются в протоколе

Иструктаж в процессе работы должен производиться побрнгадио перед началом каждой новой моитажиой операцин в следующем объеме: озиакомление с технологией монтажиой операцнн; требовання по технике безопасиости к правнльиой органнзацни рабочего места применительно к данной монтажной операции; подготовка к работе; безопасиые прнемы выполнення операции; уборка н приведенне в порядок рабочего места.

Основные требования по безопасным методам работ. Основнымн требованнямн по безопасным методам выполнения моитажиых работ являются следующие:

1. Рабочие места должны быть подготовлены с соблюденнем правил по технике безопасностн, установленных для выполняемой монтажиой операцнн, хорошо освещены, а прн недостаточностн естественного света — обеспечены искусственным освещеним. На всех опасных местах монтажа должиы быть вывешены предупредительные плакаты и иадписн.

2. Все стронтельные проемы в полу машинного здания н шахты турбин должны нметь надежные ограждення илн быть перекрыты настнлами.

3. Для выполиення работ на высоте более 1,5 *м* прн невозможности илн нецелесообразностн устройства ограждений рабочие должны быть снабжены предохранительными поясами, без которых к работе в указаниых условнях они не допускаются. Рабочнм должны быть зараиее указаиы места безопасного закрепления поясной цепн.

4. Не должно допускаться пронзводство всякого рода работ одновременно в двух или более ярусах по одной вертнкалн прн отсутствии между ннмн сплошного настила нли другнх устройств, предохраняющнх находящнхся вннзу рабочнх от падения на них каких-лнбо предметов.

5. Работы прн помощн пневматнческого нлн электрического ннструмента, в том чнсле рубку и рассверловку на высоте более 1,5 *м*, следует выполиять с подмостей. Выполнеине указанных работ с приставных лестннц запрещается.

К работе с механнзнрованнымн (электрическнми, пиевматическнми) инструмеитамн допускаются только рабочне, прошедшие специальное обучение.

6. Инструменты н прнспособлення должны выдаваться рабочим в полиой исправиостн и соответствовать характеру работ. Работать ненсправиымн ниструментамн и прнспособленнямн не разрешается.

7. Подъемио-транспортные средства (краны н другне грузоподъемные механнзмы, стропы, рамы) должны отвечать требованням Госгортехнадзора, проверяться в необходимые сроки н нметь соответствующие таблнцы, бнркн н надпнси об их грузоподъемности.

8. Управленне грузоподъемными машннамн с механнческнм приводом, а также зацепка н строповка грузов и подача сигналов могут

быть поручены только аттестованным лицам. Подача сигналов должна производиться одним лицом (бригадиром, звеньевым).

9. Подъем тяжеловесного и крупногабаритного оборудования, а также подъем и перемещение оборудования в стесненных местах, требующих особой осторожности, допускаются только под непосредственным руководством производителя работ или мастера.

10. К монтажным работам по установке конструкций и оборудования на высоте могут допускаться только рабочие не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и обучение по технике безопасности.

11. Для выверки высотного положения деталей при их установке следует применять только парные (встречные) клинья. Пользоваться одиночными клиньями запрещается во избежание их выскальзывания.

12. Освобождать домкраты из-под поднятого груза и переставлять их, а также снимать груз с крюка крана при установке разрешается лишь после надежного закрепления груза в поднятом или установленном положении.

13. Подмости для монтажных работ, устанавливаемые внутри облицовки конуса отсасывающей трубы, камеры рабочего колеса, статора турбины, и для других монтажных работ должны быть надежно закреплены и иметь сплошной настил. В случаях отсутствия внутренних настилов допускается производить работы только снаружи с сооружением необходимых подмостей.

14. Работы под колесом по окончании установки рабочего колеса турбины на место могут производиться только после его закрепления на подкладках или на подвесках.

15. Запрещается производить подтяжку болтов фланцев механизмов и трубопроводов, находящихся под давлением.

Осмотр деталей и трубопроводов в процессе их гидравлических испытаний должен производиться только после снижения пробного давления до рабочего.

16. Совпадение болтовых отверстий в соединяемых деталях должно проверяться при помощи монтажных ломиков. Проверять совпадение отверстий пальцами запрещается.

17. Разборку и осмотр вращающихся деталей и узлов агрегата и механизмов системы направляющего аппарата, рабочего колеса турбины, а также все работы в камере турбины (в процессе пуска и наладки агрегата) разрешается производить только после остановки агрегата, освобождения напорного трубопровода от воды и закрытия затворов подводящей камеры турбины и напорного трубопровода. При этом направляющий аппарат должен быть закрыт и включен стопор его сервомотора. В случае значительной фильтрации воды через затворы и направляющий аппарат ротор генератора также должен быть заторможен.

18. Во время работы агрегата запрещается производить осмотры, всякого рода ремонты и чистку вращающихся деталей, а также прикасаться и подходить к электрическим выводам генератора.

19. Во всех случаях возникновения опасности для жизни или здоровья людей агрегат должен быть остановлен.

6-9. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА

Организация работы бригад и каждого рабочего является важным фактором, определяющим и решающим успешность выполнения отдельных монтажных операций и монтажа оборудования станции в целом. Она должна обеспечивать также высокую производительность

труда и безопасность производства работ при высоком качестве их выполнения.

Состав бригад должен быть постоянным и правильно подобранным по квалификации и по количеству так, чтобы бригада могла обеспечить законченное выполнение сборочных и монтажных работ по отдельным деталям и узлам или видам работ. Передача незаконченных работ другой бригаде при сменной работе не рекомендуется. Лучше в таких случаях разделить бригаду на сменные звенья. Количество рабочих в бригаде должно быть минимальным, необходимым для выполнения поручаемой монтажной операции. Бригады целесообразно создавать специализированными и закреплять по узлам или видам работ. Такое закрепление дает возможность бригаде накапливать опыт и специализироваться на выполнении работ определенного характера, что приводит к повышению качества работ и ускорению монтажа отдельных деталей, узлов и агрегата в целом.

Фронт работ для каждой бригады и рабочего должен быть достаточно большим с тем, чтобы не создавалось угрозы простоев и рабочие имели возможность организовать и рационализировать свой труд. К началу работы бригада должна быть обеспечена всем необходимым для выполнения работ: рабочим местом, подготовленными деталями, инструментами, приспособлениями, материалами и пр. Сменное задание в соответствии с графиком работ и технологическим процессом монтажа следует выдавать бригаде не позднее чем накануне дня работы с тем, чтобы бригада могла подготовиться к выполнению его.

При сдельной оплате труда, помимо сменного задания, рабочим должен быть выдан до начала работ наряд на выполнение задания с указанием стоимости работы и порядка ее оплаты. Наряды должны составляться на основании прогрессивных норм, стимулирующих повышение производительности труда. Обязанностью руководителя работ является повседневная проверка норм и замена устаревших или несоответствующих принятому методу производства работ.

Качество и интенсивность монтажных работ в значительной степени зависят также от того, насколько монтажный персонал знает конструктивные, технологические и эксплуатационные особенности монтируемого оборудования и принятые методы монтажа. Метод монтажа и технологический процесс его, вопросы механизации работ и применения монтажных приспособлений и устройств определяются проектом производства монтажных работ, решения которого обязательны для всего монтажного персонала. Поэтому следует заранее ознакомить весь монтажный персонал с особенностями монтируемого оборудования, чертежами его, методами монтажных работ и наиболее характерными и ответственными монтажными операциями. Основным содержанием этого ознакомления должно являться изучение технологии и безопасных методов выполнения слесарных и монтажных работ при сборке и установке в проектное положение каждой детали и узла гидроагрегата.

До начала монтажа отдельных узлов агрегата руководитель работ должен подробно и тщательно проинструктировать бригады о характере, особенностях, нормах времени, рациональных и безопасных способах выполнения монтажной операции. Каждый рабочий бригады должен иметь также ясное представление об объеме работ, нормировании и сроках выполнения их. Одновременно руководитель монтажа должен рекомендовать наиболее рациональную расстановку членов бригады по рабочим местам. В процессе выполнения монтажной операции следует производить дополнительный инструктаж одновременно с проверкой качества выполнения работ. Окончательная приемка работ должна быть тщательной и требовательной, не допускающей незаконченности и некачественности выполнения.

6-10. УЧЕТ МОНТАЖНЫХ РАБОТ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

В процессе монтажа, испытания и комплексного опробования основного гидроэнергетического оборудования монтажные организации должны вести журнал производства монтажных работ, в который заносятся:

краткая техническая характеристика оборудования с указанием поставщиков;

фамилия, имя, отчество и должность технических руководителей монтажных работ, шеф-монтажного персонала завода-изготовителя и технического надзора заказчика;

основные этапы производства работ с указанием их начала и окончания;

дефекты оборудования и производства работ, выявленные в процессе монтажа, и принятые меры по их устранению;

записи о составлении формуляров, протоколов и актов на производство отдельных монтажных операций и по контролю качества монтажных работ, а также на выявленные дефекты и их устранение;

соответствие выполненных скрытых работ проекту;

все распоряжения и указания технических руководителей монтажа.

Основным назначением технической исполнительной документации по монтажу гидроагрегатов, составляемой в виде формуляров, протоколов и актов, является фиксация качественных показателей выполнения монтажных работ и состояния оборудования (сборки и установки деталей, узлов и механизмов, испытания и наладки работы отдельных элементов и агрегата в целом). Эта документация составляется на детали и виды работ, проверяемые в соответствии с техническими условиями на монтаж, указаниями и инструкциями заводов-изготовителей, и должна содержать величины и размеры, полученные при сборке и установке деталей и узлов или в процессе испытания, допускаемые и фактические отклонения этих величин или размеров от проектных.

Формуляры представляют собой исполнительные эскизы смонтированных деталей и узлов с размерами, определяющими правильность сборки и установки монтируемого оборудования и подлежащими проверке.

В протоколах производится запись результатов испытаний и проверок состояния и действия отдельных узлов и механизмов агрегата в процессе монтажа, наладки и пусковых работ.

Акты являются двусторонним документом на сдачу-приемку деталей и узлов агрегата под бетонирование (акт скрытых работ), в эксплуатацию или на хранение, а также на обнаруженные дефекты.

Оформление исполнительной технической документации должно производиться монтирующей организацией совместно с представителями завода-изготовителя и заказчика по каждому агрегату отдельно одновременно с окончанием соответствующих операций с тем, чтобы к моменту сдачи агрегата во временную эксплуатацию вся исполнительная техническая документация была надлежащим образом заполнена и оформлена.

Перечень и формы исполнительной технической документации устанавливаются в процессе разработки проекта производства работ в зависимости от конструктивных типов турбин и генераторов, их габаритов и мощности, требований технических условий на изготовление и монтаж и дополнительных к ним указаний заводов-изготовителей.

Технический отчет по монтажу основного энергетического оборудования гидроэлектростанций составляется по материалам первичной технической документации на каждый агрегат отдельно после ввода агрегата во временную эксплуатацию.

Отчет должеи характеризовать условия и процесс монтажа и представлять собой пояснительиую запнску с прнложением графических матерналов н фотографий. В поясиительной записке должны содержаться следующие даиные:

а) краткая эиергетическая и коиструктивиая характернстика оборудоваиия с указанием общего веса, а также веса механизмов, узлов и отдельных осиовных деталей; замечания по комплектности поставки оборудоваиия;

б) иаличие и качество заводской техиической документации, проектов производства монтажных работ и др.;

в) грузоподъемиые механизмы, нспользуемые прн монтаже, характеристика и оценка нх работы; применение новых монтажиых и такелажных приспособлеиий;

г) вопросы блочиости при монтаже оборудования, количество и веса блоков, сборка, траиспортирование н моитаж их, монтажиые н сборочные площадки;

д) техиологический процесс моитажа оборудоваиия проектный и фактическнй;

е) опнсаиие иовых передовых методов, примеиеиных при моитаже оборудоваиия;

ж) характер совмещеиия строительиых и моитажиых работ;

з) количество ИТР и рабочих по квалификациям иа отдельиых этапах монтажа; затраты труда по монтажу агрегатов и отдельиых узлов, общие и по квалификациям;

н) сводка стоимости выполиеиных моитажиых работ по агрегатам;

к) общие выводы по моитажу гидроагрегата;

л) графические материалы: чертежи общего вида гндроагрегата (разрезы); схемы моитажиых площадок и площадок укрупиительиой сборки; графики монтажных работ по агрегату, директивные н нсполнительные; фотографни и схемы осиовных характерных операций по сборке и монтажу агрегата; чертежи и эскизы новых сборочиых и моитажных приспособлеиий, устройств и инструментов.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ОБЩИЕ ВИДЫ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

7-1. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ПОДЪЕМНО-ТРАНСПОРТНЫЕ РАБОТЫ

В связи с исключительно большими габаритами и весами деталей и узлов гидроагрегатов подъемно-транспортиые (такелажные) работы при моитаже гидроэнергетического оборудовання являются очеиь сложнымн и ответствеиными. Общие указаиия по подъемио-траиспортиым работам и грузоподъемным механизмам даются в соответствующей литературе. Поэтому ниже будут рассмотрены только подъемио-транспортные операции, характерные для моитажио-сборочных работ по гидроагрегатам. Специальиые указания по подъемио-транспортным операциям с отдельными деталями и узлами гндроагрегатов прнводятся в соответствующих разделах техиологии моитажных работ.

Подъемио-транспортиые работы при моитаже гидроагрегатов требуют тщательиой подготовки и их выполиеиия, а также высокой квалифнкацни такелажиого персоиала. Руководитель монтажа должен хорошо знать подъемио-траиспортные работы и уметь руководить нх непосредствеииым выполиеннем при сборке и устаиовке наиболее от-

ветственных деталей и узлов: рабочих колес, статоров и роторов генераторов н др.

Основнымн подъемно-транспортными операцнями при монтаже гидроагрегатов являются строповка детали или узла (закрепление к крюку крана), подъем, горизонтальное перемещение н установка на место, а также кантовка (поворот в вертнкальной плоскости).

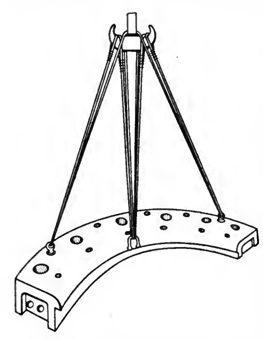


Рис. 7-1. Схема строповкн несимметричной сегментной детали.

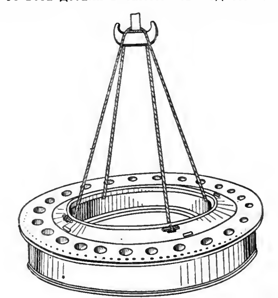
Строповка деталн нлн узла заключается в прикрепленнн его к крюку подъемного механизма с помощью троса (стропа) или специальных захватных прнспособлений. Правнльная строповка деталей позволяет осуществлять удобный, быстрый, надежный и безопасный подъем, транспортировку н установку деталей на место. Прн этом должно быть обеспечено определенное н постоянное положение детали в пространстве прн подъеме н горизонтальном ее перемещенни. Место крепления деталн к стропам илн захватным устройствам должно быть расположено выше центра ее тяжести, а центр тяжести детали должен находиться на одной линни с вертнкальной осью крюка крана. Пример строповкн несимметричной сегментной детали показан на рис. 7-1 н кольцевой снмметричной детали—на рис. 7-2.

После изготовлення илн ремонта все стропы, захватные устройства н соеднннтельные траверзы должны подвергаться нспытанню в течение не менее 10 мнн.: стропы — нагрузкой, превышающей вдвое их номннальную грузоподъемность, а захватные устройства и траверзы — нагрузкой, превышающей номнннальную на 25%. Периодическн в процессе работы стропы н захватные устройства должны осматрнваться ответственным лнцом.

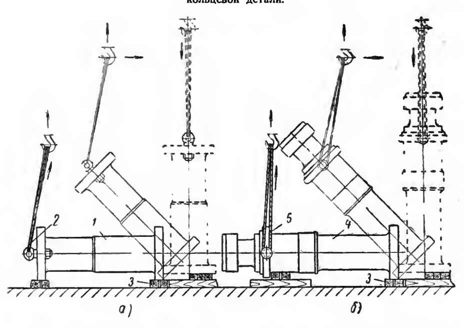
Присоединение деталей к крюку крана с помощью стропов огранничивается величиной веса деталей. Поэтому при монтаже гидроагрегатов шнроко применяются специальные захватные устройства: для подъема рабочего колеса и валов, для кантовки втулкн рабочего колеса и сегментов статора генератора, для подъема статора и ротора генератора, верхней крестовины и др. Большая часть такнх приспособлений поставляется заводами-нзготовнтелямн, а некоторые изготовляются на месте монтажа.

Кантовка деталей, вызываемая необходнмостью поворота нх нз горизонтального в вертнкальное положение (валы вертнкальных турбин и генераторов) или полного поворота их на 180° (втулки рабочнх колес поворотнолопастных турбин и др.), пронзводится вне кратера агрегата на монтажной или сборочной площадке. Обычно детали кантуются поворотом нх на соответствующнх подкладках через грань (рис. 7-3). Кантовать детали следует только по ходу тележки крана или его моста с одновременным перемещеннем крюка за деталью так, чтобы крюк все время находнлся в вертнкальном положении и не оттягивался в сторону. Удобно и надежно можно кантовать детали на весу с помощью

двух крюков одного краиа илн двух краиов (рис. 7-4), учитывая при этом, что грузоподъемиость малого крюка должиа быть более иагрузкн на него от веса деталн в самом невыгодиом ее положеиии.



Рнс. 7-2. Схема строповки снмметрнчной кольцевой детали.



Рнс. 7-3. Схема кантовкн валов в вертнкальное положенне однны краном.
а — кантовка вала турбины; *б* — кантовка вала генератора; *1* — вал турбины; *2* — проушнна для захвата вала; *3* — деревянные подкладки; *4* — вал генератора; *5* — хомут для захвата вала.

Подъем и перемещенне крупных деталей н узлов (рабчие колеса, крышкн турбнн, валы, роторы и статоры генераторов, иижиие и верхние крестовины) должиы выполняться в строгом соответствнн с проектом пронзводства монтажных работ или указаиинями заводов-изготовнтелей

и под непосредственным руководством производителя работ или мастера.

Подъем деталей больших весов осуществляется двумя кранами с помощью специальной траверсы, соединяющей краны и распределяющей нагрузку между ними (рис. 7-5,*а*). Для того чтобы отдельные се-

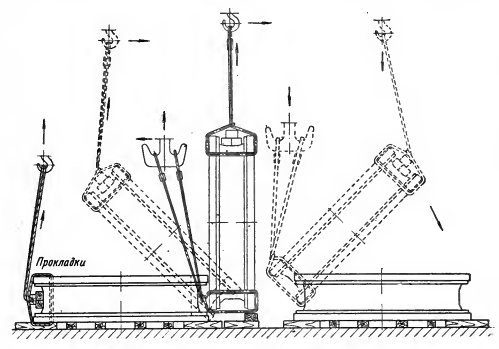


Рис. 7-4. Схема кантовки цилиндрической детали двумя крюками.

чения траверсы не были перенапряжены из-за неравномерности подъема крюков, необходимо обязательно осуществлять шарнирное присоединение детали к траверсе и траверсы к крюкам. Перемещение тележек и мостов крюков в процессе работ должно быть равномерным и одновременным, а положение траверсы — горизонтальным.

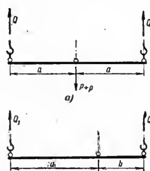


Рис. 7-5. Схема подъема деталей с помощью траверс.

а — подъем двумя кранами одинаковой грузоподъемности; *б* — подъем двумя крюками одного крана или двумя кранами разной грузоподъемности.

При определении грузоподъемности крана, необходимой для подъема детали, следует учитывать также вес траверсы, составляющий до 10% веса поднимаемой детали. Суммарная грузоподъемность обоих кранов должна быть не менее 1,1 веса детали.

Для кантовки, а также для подъема и транспортировки деталей возможно использование двух крюков одного крана или двух кранов разной грузоподъемности (рис. 7-5,*б*). В таких случаях необходимо учитывать, что крюки одного крана имеют разные грузоподъемности и скорости подъема. При работе с соединительной траверсой вес детали и траверсы может быть равен суммарной грузоподъемности обоих крюков, но точка подвеса детали должна находиться на расстоянии, обратно пропорциональном грузоподъемности крюков, т. е.

$$aQ_1 = bQ_2.$$

Для более быстрого выполиеиия подъемио-траиспортиых работ иа монтажных и сборочных площадках удобио иметь таблицу допускаемых грузоподъемиостей стропов, рым-болтов, скоб и других захватиых приспособлеиий, примеияемых в процессе моитажа, по которой и следует выбирать иеобходимые захватиые средства.

Устаиовку детали в зараиее подготовлеииое проектное или сборочное положеиие иеобходимо производить осторожио и плавио, без удара. Устаиовлеиные детали и узлы до сиятия с крюка крана и со стропов должиы иаходиться в иадежиом устойчивом положении или прииудительио закрепляться иа месте устаиовки.

В процессе сборки и моитажа ииогда приходится перемещать детали и узлы агрегата в горизоитальиой или иесколько иаклоиной плоскости без примеиения краиов — такелажиым способом. Перемещеиия могут производиться как по железиодорожиым путям, так и непосредствеиио по земле или по сиегу иа полозьях или катках. Тяговые усилия для перемещения деталей в таких случаях создаются лебедками или другими средствами. Величины тяговых усилий, иеобходимых для перемещеиия детали, могут быть выбраиы по табл. 7-1 в зависимости от способа перемещеиия.

Таблнца 7-1

Тяговые усилия при перемещении деталей и узлов такелажным способом

Способы перемещений		Тяговое усилие, T, при весе груза, m							
		3	5	10	15	20	30	40	50
I. Перемещення в горизонтальной плоскостн									
На санях со стальнымн полозьямн	по земле	1,3	2,1	4,2	6,3	8,4	—	—	—
	по снегу	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0
На стальных катках диаметром 108 *мм*	по земле	0,08	0,13	0,25	0,38	0,50	—	—	—
	по снегу	0,06	0,10	0,20	0,30	0,40	0,60	0,80	1,0
По железнодорожным путям		0,05	0,08	0,20	0,36	0,44	0,75	0,90	1,05
II. Перемещення в наклонной плоскостн									
На катках при угле наклона эстакады	5°	0,3	0,5	1,1	1,6	2,1	3,2	4,3	5,4
	10°	0,6	1,0	1,9	2,8	3,8	5,7	7,6	9,5
	15°	0,8	1,4	2,8	4,2	5,6	9,4	11,2	14,0
По железнодорожной эстакаде прн ее наклоне	5°	0,3	0,5	1,1	1,7	2,2	3,4	4,4	5,4
	10°	0,6	0,9	1,9	2,9	3,8	5,9	7,7	9,6
	15°	0,8	1,4	2,8	4,3	5,6	9,4	11,3	14,1

Примечания: 1. Тяговые усилия указзны при двяжении груза; для выведения груза из состояния покоя тягоаое усилие следует принимать на 20—25% выше.
2. В тяговых усилиях для перемещения по железнодорожным путям учтен вес платформ необходимой грузоподъемности.

7-2. СЛЕСАРНО-ПОДГОНОЧНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Слесариые работы, выполияемые при моитаже гидроагрегатов, заключаются в осиовиом в подгоиочиой обработке деталей, что объясияется особениостью иидивидуальиого изготовлеиия турбии и генераторов и очеиь часто иезакоичеииостью слесарио-сборочиых операций на заводе. Осиовиыми слесарио-подгоночиыми операциями являются: резание, рубка и опиловка металла, шабровка и притирка поверхностей деталей, сверлеиие и развертываиие отверстий, иарезаиие резьбы.

Резаиие металла может выполняться ножницами, ножовками, газовыми резаками, зубилами ручными и механизированными. При газовом резании листового металла рекомендуется применять приспособления, поддерживающие и направляющие резак, с помощью которых получается чистая и ровная поверхиость реза, не требующая дополнительной зачистки.

Рубка и опиловка примеияются для устранения погрешностей сопрягаемых деталей, а также снятия заусенцев, неровностей и других дефектов. Рубка производится зубилами и крейцмейселями ручными и механизированными, а опиловка — напильниками различной насечки. Зачистка неровностей поверхностей производится также механизированными шлифовальными машинками.

Шабровка применяется для получения требуемой по условиям работы точности размеров или плотности прилегания сопрягаемых поверхностей. Оиа является наиболее точным способом ручной обработки и заключается в соскабливании тоиких слоев металла для получения более ровной поверхности. Толщина стружки, снимаемой при шабровке, зависит от силы нажатия на шабер и твердости металла и находится в пределах от 0,005 до 0,01 *мм.* При монтаже гидроагрегатов шабровка применяется в основном для пригонки вкладышей подшипников валов и сегментов подпятников.

Для достижения герметичности соединения или увеличеиия поверхности контакта сопрягаемых деталей широко применяется притирка поверхностей деталей, в частности арматуры трубопроводов, деталей регуляторов, дисков подпятников и др. Притирка деталей из черных и цветных металлов чаще всего производится с помощью специальной пасты, изготовляемой обычио трех сортов: тонкой, средней и грубой.

Сверление или развертывание отверстий в монтажной практике наиболее часто применяется для фиксации собранных или устаиовленных на место деталей путем постановки контрольных шпилек и штифтов. Развертывание производится для окончательной точной обработки отверстий (постановка соединительных припасованиых болтов), а также для достижения соосности отверстия в иескольких деталях. Толщина снимаемого при развертывании металла может составлять 0,05—0,2 *мм.*

7-3. СБОРОЧНЫЕ РАБОТЫ

Виды сборок. Сборка деталей и узлов агрегата в зависимости от веса, габаритов и жесткости конструкций, а также от методов монтажных работ может производиться на заводе-изготовителе, на монтажной или сборочной площадке и на месте установки (в проектном положении).

Детали и узлы с размерами, не превышающими пределы железнодорожных габаритов, целесообразио собирать полностью на заводе и поставлять на строительство в собраниом виде. Негабаритные детали и узлы достаточной жесткости предварительно укрупняются иа монтажных и сборочных площадках (рис. 7-6). Максимальные веса и габариты таких укрупненных узлов должны определяться грузоподъемностью кранов и возможностью транспортировки собранного узла к месту установки. Крупные детали недостаточной жесткости собираются непосредственно на месте устаиовки.

По назначеиию и технологии выполнения сборку деталей и узлов крупиых гидроагрегатов при изготовлеиии и моитаже можно разделить на три основных вида: коитрольную, укрупиительную и коитрольиоукрупиительиую.

Контрольная сборка агрегата является заводской операцией по проверке правильности изготовления деталей и их сопряжеиия; в слу-

чае невозможности осуществления общеагрегатной сборки производится сборка отдельных узлов с проверкой и подгонкой сопряжений соприкасающихся деталей и узлов. После окончания подгонки, сборки и проверки всех узлов и сопряжений агрегат или узел маркируется, разбирается и отправляется на строительство.

Укрупнительная сборка деталей и узлов является чисто монтажной операцией, повторяющей заводскую контрольную сборку. Никаких подгоночных работ при этом не должно требоваться. По окончании сборки узел устанавливается в проектное положение.

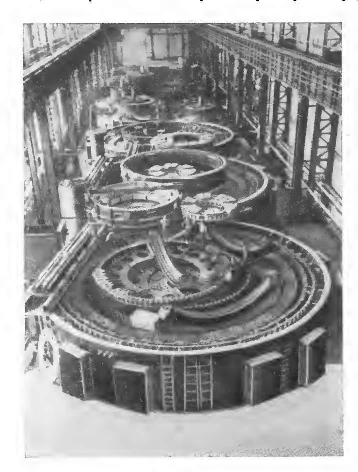


Рис. 7-6. Укрупнительная сборка узлов на сборочной площадке.

Укрупнительно-контрольная сборка, наиболее распространенная при монтаже, является контрольной сборкой узла в монтажных условиях с минимальным выполнением подгоночных работ и последующей установкой его в собранном виде на место (ротор и статор генераторов, разъемное рабочее колесо радиально-осевых турбин, металлические облицовки и др.).

Основными видами соединения деталей между собой при сборке являются: разъемные — болтовые и неразъемные — электросварные. Неразъемные заклепочные соединения в гидроэнергомашиностроении в настоящее время не применяются.

Болтовые соединения узлов и деталей осуществлются с помощью черных, получистых или припасованных чистых болтов. В наиболее ответственных соединениях (валов турбины и генератора, вала турби-

ны с рабочим колесом) устанавливаются индивидуально подогнанные болты.

Насильственная сборка неточно выполненных деталей, вызывающая изменение формы и размеров их или создающая дополнительные внутренние напряжения в материале детали, не разрешается. В этих случаях необходимо произвести подгонку сопрягаемых деталей (рассверлить отверстия, подрубить, опилить и подшабрить поверхности и т. п.) или заменить их другими.

Затягивание гаек болтов небольшого диаметра производится нормальными односторонними или двусторонними ключами. Для затягивания гаек крупных болтов в неудобных местах применяют укороченные накидные ключи, поворот которых производится ударами кувалды. На рис. 7-7 показано затягивание гайки в неудобном месте с помощью специального накидного ключа-звездочки ударами пневматического молотка. Затягивание должно производиться так, чтобы была исключена возможность перекоса соединения и перенапряжений в болтах и соединяемых деталях. При сборке фланцев или крышек это условие обеспечивается перекрестным затягиванием гаек, вначале слабо, а затем также перекрестным окончательным креплением гаек. Плотность соединения проверяется щупом.

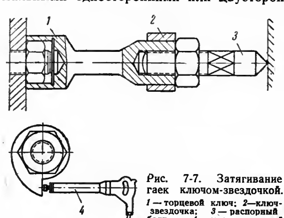


Рис. 7-7. Затягивание гаек ключом-звездочкой.
1 — торцевой ключ; 2 — ключ-звездочка; 3 — распорный болт; 4 — пневматический молоток.

Для предотвращения возможности смещения деталей друг относительно друга при работе агрегата по окончании сборки применяется установка контрольных штифтов и шпилек. После сборки узла или агрегата в целом взаимное положение отдельных наиболее ответственных деталей должно быть зафиксировано монтажными метками, наносимыми керном или насечкой на видном месте. Эти метки дают возможность производить правильно повторную сборку деталей и узлов в последующем при ревизиях и ремонтах агрегатов в процессе эксплуатации.

Затягивание ответственных болтовых соединений. В ответственных болтовых соединениях гидроагрегатов особенно важно, чтобы соединения имели достаточную плотность и прочность, болты работали с практически одинаковыми напряжениями и соединение не ослаблялось в процессе работы агрегата. Такими соединениями являются: в поворотнолопастной турбине — соединение рабочих лопастей с цапфами, соединение крышки рабочего колеса с втулкой и с валом, в радиально-осевой турбине — соединение частей рабочего колеса между собой и рабочего колеса с валом, в генераторах — присоединение спиц ротора к втулке, соединение секторов статора между собой, присоединение лап верхней крестовины к центральной части, соединение вала генератора с валом турбины. Для всех перечисленных соединений применяются чистые припасованные болты или шпильки, которые перед установкой на место во избежание задиров на болте и в отверстии обычно смазываются ртутной мазью.

Требования эксплуатационной надежности болтового соединения обеспечиваются:

созданием и проверкой прочности соединения;

равномерностью затягивания болтов;

предупреждением самоотворачивания гаек при работе агрегата.

Прочность соединения достигается соответствующим затягиванием гаек, что при больших диаметрах болтов является тяжелой операцией. В монтажной практике затягивание гаек производится вручную и механическими гайковертами разных систем. Может быть применено также затягивание гаек с помощью крана. В этом случае для ограничения затягивающего усилия между краном и гайкой должен иметься динамометр. Затягивание гаек сравнительно небольших диаметров (крепление лопастей рабочего колеса и др.) вручную осуществляется накидными ключами и ударами кувалды или барса (ударное устройство из стальной продолговатой болванки, подвешенной на тросе) либо гайковертами: механическими, пневматическими и пневмогидравлическими. Для затягивания гаек фланцевых соединений валов и крышки рабочего колеса поворотнолопастных турбин применяется специальный мощный пневмогидравлический ключ, работа с которым показана на рис. 7-8.

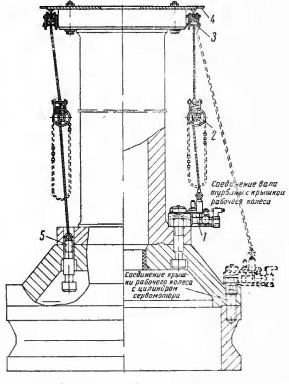


Рис. 7-8. Затягивание болтов пневмогидравлическим ключом.

1 — пневмогидравлический ключ; 2 — таль; 3 — поддерживающий диск; 4 — монорельс; 5 — заводка болта.

При затягивании гаек важно, чтобы усилия, прилагаемые к ключу, были достаточными для получения прочного соединения; в то же время они не должны создавать в теле болта напряжений, превышающих допускаемые по проекту. Независимо от способа затягивания достаточность усилия и равномерность затягивания гаек могут быть определены по величине удлинения болта после затягивания.

Удлинение металла при растяжении в пределах упругости следует известному закону Гука и равно:

$$\Delta l = l \frac{\sigma}{E}, \qquad (7\text{-}1)$$

где Δl — удлинение, *мм*;

l — рабочая длина болта, *мм*;

σ — допустимое проектом напряжение, *кГ/см²*;

E — модуль упругости, *кГ/см²*.

Пользуясь этим уравнением, можно определить удлинение, которое каждый болт должен получить после затягивания для создания прочного надежного соединения.

Замеры удлинения болтов производятся с помощью устройства (рис. 7-9), состоящего из стержня *2*, ввернутого в болт *1*, индикаторной

подставки *3* и индикатора *4*. При затягивании болта должно происходить растяжение его и расстояние между стержнем, не подвергающимся растяжению, и штифтом индикатора будет увеличиваться. Увеличение этого расстояния и является удлинением болта. Затягивание гайки прекращают, как только величина удлинения достигнет заданного значения.

Проверка удлинения болтов при затягивании может производиться также по углу поворота гайки, при котором болт должен растянуться на требуемую величину удлинения. Величина необходимого угла поворота гайки вычисляется по шагу резьбы болта и предварительно определенной требуемой величине удлинения болта. Если шаг резьбы болта, соответствующий повороту гайки на 360°, равен *a мм*, то необходимому удлинению болта будет соответствовать поворот гайки на $\alpha°$, и тогда

$$\alpha° = \frac{\Delta l}{a} \cdot 360°. \qquad (7\text{-}2)$$

Затягивание гаек и проверка их поворота производятся в следующем порядке. Вначале устанавливается несколько болтов и соединение плотно затягивается. Затем устанавливаются все остальные болты и свободно затягиваются так, чтобы плоскость головки болта не соприкасалась с плоскостью фланца, после чего индикаторным глубиномером замеряется и записывается глубина отверстия каждого болта от верхней плоскости болта до головки стержня, ввернутого в отверстие болта. Все установленные болты равномерно затягиваются ударами кувалды, и вновь замеряется глубина отверстий. Если в некоторых из отверстий обнаруживается удлинение болта, то оно учитывается при дальнейшем повороте гаек. С помощью шаблона наносят риски на гранях гаек и фланце согласно необходимому повороту гаек. По окончании разметки все гайки затягивают окончательно по нанесенным рискам.

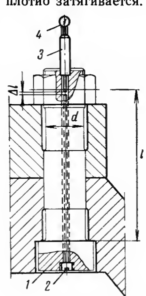


Рис. 7-9. Проверка затягивания гаек по удлинению болта.

Применяется затягивание болтов в нагретом состоянии с проверкой удлинения по углу поворота гайки. Процесс предварительного затягивания осуществляется так же, как и в случае затягивания гайки в холодном состоянии, но перед окончательным затягиванием болты подогреваются. Для этого гайки отвертываются поочередно по одной на один оборот и под гайку или головку болта в зависимости от места подогрева подкладывается шнуровой или листовой асбест. Нагрев производится постепенно в течение не менее 15 *мин* с торца болта бензорезом или другой газовой горелкой до температуры 550—600° С. При этом необходимо следить, чтобы температура у корня головки болта не превышала 350—400° С. После нагрева дается выдержка в течение 15 *мин*, а затем гайка затягивается до совпадения намеченных рисок.

Надежность работы болтового соединения в процессе работы гидроагрегата зависит от тщательности закрепления гаек и головок болтов для предохранения их от самоотвертывания. Болты небольших диаметров закрепляются обычно с помощью шайб различной конструкции. Закрепление же гаек и головок болтов больших диаметров в ответственных соединениях производится, как правило, точечной приваркой головок болтов и гаек к сопрягаемым поверхностям.

Сварочные соединения в конструкциях гидроагрегатов применяются в основном при сборке металлических облицовок (спиральных камер, отсасывающих труб, шахт турбины и др.). В настоящем разделе приводятся только указания общего характера, так как основные сведения по технологии сварочных работ и методам их контроля имеются в соответствующих курсах сварочных работ. Специальные же указания по сборке и сварке отдельных деталей и узлов гидроагрегатов даны в соответствующих разделах по технологии монтажа этих деталей.

Сварочные работы должны производиться по заранее разработанному технологическому процессу, устанавливающему последовательность сборочно-сварочных работ, способы сварки, порядок наложения швов и режимы сварки, диаметры и марки электродов, методы проверки выполненных швов и другие требования. Соблюдение установленного технологического процесса должно систематически контролироваться.

Осуществление ответственных сварочных работ должно производиться под руководством лица, имеющего специальную техническую подготовку. Сварка металлических облицовок должна выполняться электросварщиками, прошедшими испытания и имеющими удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ, к которым они допускаются.

Кромки деталей, подлежащие сварке, и прилегающие зоны металла шириной не менее 20 *мм* перед сваркой должны быть очищены до чистого металла от наплывов металла, заусенцев, шлака, окалины, краски, ржавчины, масла, влаги и пр. При этом продукты очистки не должны оставаться в зазорах между собранными деталями.

Для исключения возможности взаимного смещения и коробления при сварке соединяемые детали в процессе сборки закрепляются с помощью зажимов, клиньев и другими способами. При этом должны проверяться:

зазоры по кромкам соединения, которые должны быть равномерными и равными проектной величине;

совпадение поверхностей соединяемых встык элементов одинаковой толщины или соблюдение проектного превышения одной поверхности над другой;

правильность угла скоса соединяемых кромок металла.

Проверка качества выполненных швов сварных соединений производится путем контроля наружных и внутренних дефектов швов и контроля их непроницаемости. Контроль наружных и внутренних дефектов сварных швов и околошовной зоны выполняется следующими методами:

внешним осмотром и измерением;
технологическими пробами;
исследованием макроструктуры;
контролем магнитным порошком;
рентгено- или гаммаграфированием.

Внешний осмотр сварных швов производится для выявления следующих наружных дефектов: непроваров, наплывов, незаваренных кратеров, подрезов, трещин в швах и зоне термического влияния, смещения свариваемых элементов, а также для проверки формы и размеров сварных швов. Осмотр сварных швов производится по всей их протяженности с двух сторон. Перед контролем сварной шов и прилегающая к нему поверхность основного металла на ширину не менее 20 *мм* по обе стороны должны быть очищены от шлака и от других загрязнений, затрудняющих осмотр. Контроль размеров сварного шва и выявленных дефектов производится измерительными инструментами или специальными шаблонами. Для определения границ выявленных трещин де-

фектный участок должен быть отшлифован наждачной бумагой и протравлен.

Технологическая проба производится для определения сплавления металла, характера излома соединения, наличия непровара и других внутренних дефектов в изломе. Испытанию путем разрушения подвергаются образцы сварных соединений установленных размеров.

Контроль макроструктуры производится для установления глубины проплавления, ширины зон термического влияния, структуры металла шва и других внутренних дефектов сварного соединения. Контроль осуществляется путем осмотра с лупой с увеличением в 10 раз отшлифованной и протравленной поверхности образца, вырезанного поперек сварного шва или в другом любом направлении.

Контроль магнитным порошком может производиться для выявления в стальных сварных швах трещин, непроваров и скопления газовых пор, находящихся на глубине не более 5 *мм* от поверхности. Места дефектов устанавливаются по скоплению магнитного порошка, приставшего к поверхности металла.

Рентгено- и гаммаграфирование сварных швов производится для выявления внутренних дефектов: трещин в шве и околошовной зоне, непроваров, газовых пор и шлаковых включений. Трещины выявляются рентгенографированием в тех случаях, когда направление или плоскость трещины совпадает в пределах до 10% с направлением проходящих через нее лучей.

Контроль непроницаемости (плотности) сварных швов для жидкости и выявление дефектных мест осуществляются в монтажной практике гидравлическим испытанием и проверкой керосином.

Перед испытанием гидравлическим давлением сварное изделие герметизируется водонепроницаемыми заглушками. Сварные швы с наружной стороны тщательно обтираются ветошью или обдуваются воздухом до получения сухой поверхности, после чего изделие заполняется водой. Величина гидравлического давления и время выдержки устанавливаются инструкциями, техническими условиями завода-изготовителя либо указаниями проекта. Проницаемость сварных швов и места сквозных дефектов определяются по появлению течи, просачиванию воды в виде капель и запотеванию на поверхности шва или вблизи него.

Все прочноплотные швы должны контролироваться на плотность керосиновой пробой. При этом швы стыковых соединений проверяются путем обильного смачивания шва керосином, а соединения внахлестку — введением керосина между швами.

При проверке керосином сторону сварного шва, более доступную для осмотра, покрывают водным раствором мела или каолина с последующим подсушиванием. Противоположная сторона шва смачивается керосином не менее 2 раз с перерывами в 10 *мин.* На поверхности, окрашенной меловым раствором, в течение не менее 4 *ч* после смачивания, а при температуре ниже 0° С — в течение 8 *ч* не должно появляться жирных пятен или полос.

Результаты контроля сварных соединений и гидравлических испытаний должны оформляться соответствующими протоколами.

7-4. ВЫВЕРКА И ФИКСАЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ

Надежность работы агрегата во многом зависит от правильности сборки и установки на место деталей и узлов его и тщательности проверки положения, сопряжения и взаимодействия их.

При монтаже гидроагрегатов проверка деталей, отдельных механизмов и агрегата в целом производится:

в статическом состоянии — выверкой деталей и узлов при сборке и установке на место в проектное положение;

в рабочем состоянии — проверкой и наладкой агрегата и его отдельных механизмов в процессе пуска, работы на холостом ходу и под нагрузкой.

В настоящем разделе будут рассмотрены только общие положения и указания по выверкам и фиксации деталей и узлов при сборке и установке их. При этом под выверкой детали или узла понимается комплекс работ по приданию детали необходимой геометрической формы и проектных размеров при сборке, а также по обеспечению правильности установки детали или узла в проектное положение, проверке этого положения и закреплению его. Более подробные указания приведены в соответствующих разделах технологии монтажных работ, а указания по проверкам в рабочем состоянии даются в гл. 11.

Применение того или иного способа выверки монтируемых деталей и узлов обусловливается указаниями на чертежах оборудования, инструкциями заводов- изготовителей и техническими условиями на монтаж. В процессе выверки составляются монтажные формуляры и протоколы, в которых указываются фактические и проектные установочные и сборочные размеры, а также допускаемые и фактические отклонения от проектных размеров.

Все проверки деталей, узлов и агрегата в целом в статическом состоянии можно разделить на два основных вида: сборочные проверки и установочные (монтажные) проверки.

К сборочным проверкам деталей и узлов гидроагрегата относятся:

проверка правильности взаимного расположения и сопряжения деталей для обеспечения необходимых зазоров и правильности взаимодействия деталей и узлов при работе агрегата;

проверка проектных сопрягаемых размеров деталей и узлов и размеров их установочных мест;

проверка и придание проектной конфигурации деталям.

При установке детали или узла в проектное положение проверяется:

соосность деталей для взаимно вертикально расположенных деталей — по отвесу, для вертикальных валов — по нескольким отвесам либо поворотом вокруг оси, для горизонтальных валов и взаимно горизонтально расположенных деталей — по струне;

концентричность установки деталей относительно оси, а также цилиндричность их — по осевой струне или осевой штанге;

горизонтальность поверхностей деталей — уровнем или нивелиром;

высотное положение деталей — непосредственным замером от репера или нивелированием;

положение в плане по главным осям агрегата и заводским разметочным осям — по отвесам от главных осей;

зазоры между вращающимися поверхностями — непосредственными замерами щупом или линейкой.

Фиксация взаимного и установочного положения деталей и узлов для обеспечения надежной спокойной работы гидроагрегата и возможности повторения такого же положения их при монтаже и после ремонтов в процессе эксплуатации производится при изготовлении и сборке деталей и узлов на заводе-изготовителе, а также во время сборки и установки на монтаже. В зависимости от назначения, положения и характера детали или узла фиксация производится следующими способами:

обеспечение соосности цилиндрических деталей — соответствующими выточками в деталях;

предохранение сопрягаемых плоскостей от смещения — припасованными болтами, контрольными шпильками и штифтами;

фиксация установочного положения — контрольными штифтами и шпильками после окончательной сборки, установки и проверки детали или узла;

взаимное положение в плане и высотное, а также установочное положение деталей и узлов фиксируется сборочными и монтажными метками (буквы, риски).

Установочная выверка фундаментных деталей заключается в установке и проверке правильного проектного положения детали в плане и по высоте. До установки деталей в проектное положение на фундамент должны быть уложены подкладки или приспособления, при помощи которых предусматривается производство высотной выверки детали или узла.

Правильность установки вертикального гидроагрегата в машинном здании определяется положением его вертикальной оси (Z) и высотными отметками, а горизонтального агрегата — положением продольной оси (X), совмещенной с осью вала, поперечной оси (Y), перпендикулярной к продольной и проходящей через ось спиральной камеры, а также высотной отметкой. Эти исходные данные для установки агрегата должны быть надежно зафиксированы на фундаменте так, чтобы они не могли быть забетонированы или повреждены в процессе возведения машинного здания. Положение вертикальной оси агрегата определяется пересечением его осей X и Y, называемых главными осями агрегата и зафиксированных с помощью рисок на металлических скобах, закрепленных в бетоне верхней части фундамента. Высотное положение агрегата проверяется по металлическому реперу, заделанному в бетон и ориентированному относительно постоянного контрольного репера, находящегося вне сооружения.

Положение узла в плане проверяется по главным осям либо относительно других установленных деталей. Первая приближенная выверка положения детали в плане обеспечивается максимальной точностью установки ее в проектное положение с помощью крана. Дальнейшее уточнение положения детали или узла производится горизонтальным перемещением его домкратами и различными распорными устройствами.

Для обозначения главных осей и для отвесов применяется стальная проволока толщиной 0,3—0,5 *мм*. Отвесы должны иметь вес не менее 2,5 *кг* и при проверочных работах должны быть опущены не менее чем на $1/3$ своей высоты в сосуд с маслом средней вязкости.

Высотная выверка установленных деталей может производиться при помощи металлических подкладок и установочных парных (встречных) клиньев, винтовых домкратов, регулирующих (отжимных) болтов. Подкладки и другие приспособления для выверки должны плотно прилегать к бетону, для чего места их установки предварительно очищаются и выравниваются по уровню. Размеры выровненных площадок должны превышать величину подкладок не менее чем на 25 *см* с каждой стороны. Подкладки должны устанавливаться с двух сторон каждого фундаментного болта на возможно близком расстоянии от него, не перекрывая фундаментных колодцев. Расстояние между подкладками, их размеры и материал указываются в установочных чертежах. При отсутствии таких указаний расстояние между подкладками может приниматься 300—1 000 *мм*, а размеры их и материал устанавливаются по табл. 7-2. Плоскости прилегания подкладок к металлу должны быть обработанными или тщательно выровненными и не иметь вспученности, заусенцев и забоин.

При установке деталей и узлов на клиновых подкладках выверка производится регулировкой высоты клиньев, а при установке на плос-

Таблица 7-2

Размеры подкладок для выверки фундаментных деталей

Размеры подкладок, *мм*			Материал
длина	ширина	толщина	
350	200	60, 40	Сталь, чугун
350	200	20, 15, 10, 5	Сталь
300	150	60, 40	Сталь, чугун
250	100		
200	150	20, 15, 10, 5	Сталь
200	100		
150	100	40	Сталь, чугун
150	100	20, 15, 10, 5	Сталь
100	60	20, 15, 10, 5	Сталь

ких подкладках — подбором их толщины. Количество подкладок в пакете должно быть минимальным и не превышать 5 шт., включая и тонколистовые, применяемые для окончательной выверки.

Инвентарные и монтажные домкраты, применяемые для выверки монтируемого оборудования, устанавливаются на специально подготовленные и зачищенные по уровню площадки на поверхности фундамента. Количество домкратов определяется в зависимости от веса и габаритов оборудования.

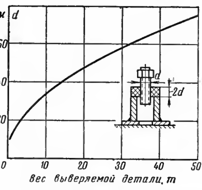


Рис. 7-10. Определение диаметра резьбы монтажного домкрата.

В монтажной практике для выверки высотного положения оборудования широко применяются упрощенные монтажные домкраты винтового типа, которые после выверки закрепляются к оборудованию и бетонируются совместно с ним. Изготовление таких домкратов часто производится на монтажной площадке. Из условия прочности резьбы домкрата и обеспечения его самоторможения, а также считая, что при выверке вся деталь односторонне приподнимается одним домкратом вне зависимости от количества их, наружный диаметр резьбы домкрата, изготовленного из стали марок Ст. 3—Ст. 5, может быть определен по кривой на рис. 7-10. Высоту резьбы в корпусе домкрата следует принимать не менее $2d$.

Регулирующие (отжимные) болты специальных приспособлений или болты, конструктивно встроенные в оборудование для выверки его, при установке следует опирать на стальные подкладки, уложенные на предварительно выровненную поверхность фундамента.

Предварительная выверка оборудования на фундаменте производится при свободном его опирании на подкладки, клинья или домкраты, а окончательная — при затянутых гайках фундаментных болтов. После окончательной выверки установленного оборудования на фундаменте стальные подкладки в пакетах, клинья, монтажные домкраты и отжимные болты прихватываются электросваркой.

7-5. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНДАМЕНТАМ И БЕТОНИРОВАНИЮ

При расчете и сооружении фундаментов гидроагрегата необходимо учитывать следующие требования:

прочность фундамента должна быть достаточной для восприятия статической нагрузки, состоящей из веса агрегата, сил воздействия

потока и динамических нагрузок, возникающих при работе гидроагрегата;

число собственных колебаний фундамента во избежание резонанса должно отличаться от числа оборотов агрегата и не быть кратным ему;

размеры и формы фундаментов, штраб для закладных деталей агрегата и отметки их расположения должны соответствовать установочным габаритам оборудований;

фундамент должен быть монолитным и исключать возможность относительных смещений его частей;

бетон фундамента должен быть стойким против размыва его потоком и фильтрацией воды.

По окончании возведения фундаменты и штрабы должны быть очищены и освобождены от опалубки и строительного мусора, а поверхности их окиркованы. Не подлежащие облицовке металлом поверхность шахты агрегата и воздушные каналы генератора должны быть оштукатурены, загрунтованы и окрашены до пробного пуска агрегата.

До начала монтажа оборудования заказчиком выдаются монтажной организации формуляры фундаментов и штраб, а также зафиксированные в натуре главные оси агрегатов и высотные отметки (реперы), после чего составляется акт о готовности фундамента под монтаж.

При приемке фундамента проверяются:

1) положение фундамента и штраб относительно осей здания и соседних агрегатов;

2) геометрические размеры фундамента;

3) положение фундамента относительно осей агрегата;

4) высотное положение опорных поверхностей фундамента;

5) расположение и заложение колодцев для фундаментных болтов.

Допускаемые отклонения при сооружении фундаментов приведены в табл. 7-3.

Таблица 7-3

Допуски и нормы на сооружение фундаментов

Наименование	Величина допусков и норм, *мм*
Продольные и поперечные оси фундаментов	±20
Основные размеры в плане	±30
Высотные отметки поверхности фундамента (не учитывая высоту подливки)	—30
Размеры уступов в плане	—20
Размеры колодцев в плане	+20
Отметки уступов в выемках и колодцах	—20
Оси анкерных болтов в плане	±5
Оси закладных анкерных устройств в плане	±10
Отметки верхних торцов анкерных болтов	+20

Установленные закладные детали должны быть надежно закреплены на фундаменте и в штрабах при помощи фундаментных болтов, специальных распоров, растяжек и других устройств, предохраняющих детали от сдвига и деформации в процессе бетонирования. Для обеспечения надежной связи закладных деталей с бетоном наружная поверхность их должна иметь достаточное количество ребер, анкерных планок, арматурных выпусков и других анкерных устройств.

По окончании выверки и закрепления смонтированные закладные детали, как скрытые работы, закрываемые последующим бетонированием, предъявляются технадзору заказчика для установления соответствия их техническим требованиям и проекту. Сдача установленных

закладных деталей под бетонирование оформляется актом на скрытые работы.

Подливка бетоном или раствором установленных закладных деталей производится в соответствии с проектом. При отсутствии в проекте указаний о марке бетона для подливки последняя производится бетоном марки не ниже 200—300, причем для тесных мест и в случаях небольшой толщины подливки рекомендуется применение бетона на мелком щебне или цементного раствора. Поверхность фундамента, а также колодцы для фундаментных болтов перед подливкой необходимо тщательно очистить от остатков опалубки, посторонних предметов, масла, краски и промыть водой. Высота подливки между низом оборудования (плиты, рамы и пр.) и поверхностью фундамента допускается в пределах 30—100 *мм*. При наличии в основании оборудования ребер жесткости указанный размер следует считать от низа наиболее выступающего ребра.

Подливку следует производить с особой тщательностью и без перерывов. При этом должно быть обеспечено проникновение бетона (раствора) под все подливаемые поверхности с тем, чтобы не оставалось пустот и раковин. В случае производства подливки в зимнее время необходимо принимать меры, обеспечивающие нормальный процесс твердения бетона.

Бетонирование закладных деталей гидроагрегата осуществляется как обетонированием их в процессе возведения основного бетонного блока при совмещенном методе монтажа, так и укладкой бетона вокруг закладных деталей в штрабы, выполненные в фундаменте. Во всех случаях бетонирования необходимо помнить, что надежность и долговечность работы гидроагрегата во многом зависят от качества укладки бетонных блоков, непосредственно сопрягающихся с деталями гидроагрегата, или штрабного бетона.

После затвердения бетона с целью установления отсутствия смещения и деформации закладных деталей должна быть произведена проверка основных установочных и геометрических размеров забетонированных деталей. Проверяется также надежность связи уложенного бетона с поверхностями установленных металлических облицовок — спиральной камеры, шахт турбины и сервомоторов, камеры рабочего колеса, отсасывающей трубы и др. — путем простукивания ручным молотком с внутренней стороны облицовок. Глухой звук будет свидетельствовать об отсутствии связи бетона с металлом или наличии пустот в бетоне. В таких случаях в облицовках сверлят отверстия, нагнетают через них цементный раствор и затем отверстия завариваются.

7-6. ПРОИЗВОДСТВО МОНТАЖНЫХ РАБОТ В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ

Наиболее рациональным температурным режимом для выполнения монтажных работ является положительная температура не ниже плюс 5° С. В этом случае работы производятся в нормальных условиях, чем обеспечиваются высокая производительность труда, высокое качество монтажных работ, сохранность оборудования и возможность выполнения этих работ в наименьшие сроки. Однако при строительстве гидроэлектростанций в районах с длительной низкой температурой возникает необходимость производства монтажных работ и в зимнее время. Монтажными организациями вполне освоено успешное и качественное выполнение монтажных и сборочных работ при низких температурах при условии выполнения ряда мероприятий по частичному отеплению мест сборки и установки гидроагрегатов.

Сборочные работы по укрупнению деталей и узлов агрегатов на временных сборочных и монтажных площадках могут производиться при отрицательной температуре, но в таких случаях площадки должны

быть защищены от попадания на них атмосферных осадков и от сквозного ветра. Распаковка оборудования в монтажной зоне должна производиться по возможности при той же температуре, при которой оно хранилось на складе.

Монтаж закладных деталей гидротурбин в зимних условиях вне зависимости от методов выполнения работ может производиться при отрицательной температуре. Однако при бетонировании их необходимо обеспечить нормальное схватывание бетона. Рабочее колесо с валом и рабочие механизмы могут также монтироваться при отрицательной температуре, но место работ при этом должно быть защищено от попадания на него и на монтируемое оборудование атмосферных осадков.

Работы по монтажу механизмов и узлов системы регулирования гидроагрегата могут производиться при отрицательной температуре (не ниже —20° С), но ревизия, наладка и гидравлические испытания их должны выполняться только при положительной температуре (не ниже +5° С).

К концу монтажа рабочих механизмов турбины и к моменту проверки линии ее вала в шахте турбины должна быть создана положительная температура не ниже +5° С. Обеспечение положительной температуры в шахте турбины может быть осуществлено устройством временного перекрытия шахты и местным отоплением.

Установка статора генератора на место, а также монтаж нижней крестовины, подпятника, вала генератора могут производиться при отрицательной температуре, но с обязательным предохранением их от атмосферных осадков. Для выполнения электрообмоточных работ на статоре должна быть создана положительная температура не ниже +5÷10° С. Отепление статора можно осуществить устройством временного укрытия его и местного отопления.

К моменту установки ротора генератора на место должна быть создана общая положительная температура не ниже +5° С в пределах блока монтируемого агрегата и его служебных механизмов.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОТУРБИН

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО МОНТАЖУ ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Общая технология монтажа бетонируемых закладных деталей обычно принимается следующей:

1) проверка, приемка и подготовка фундамента или места установки детали или узла;

2) установка на место детали в собранном виде или отдельными частями с последующей сборкой и постановка фундаментных болтов;

3) предварительная выверка незакрепленной детали в собранном виде в плане, по высоте и по горизонтальности;

4) бетонирование фундаментных болтов или других средств закрепления и выдержка бетона;

5) окончательная выверка и закрепление детали;

6) сдача детали под бетонирование, бетонирование ее и проверка установки и конфигурации детали после выдержки бетона.

Резкие уступы в стыках соединений деталей проточной части на поверхностях, подвергающихся воздействию потока воды, не допускаются во избежание излишних гидравлических потерь. При наличии таких уступов они должны быть сглажены подрубкой зубилом с последующей зачисткой шлифовальной машинкой или напильником. Вели-

чина уступов после сглаживания их не должна превышать размеров, указанных в табл. 8-1.

Таблица 8-1

Допуски на остающиеся уступы в местах соединения закладных деталей, подвергающихся воздействию потока

Вид поверхностей деталей	Допустимая величина сглаженных уступов, *мм*, при диаметре рабочего колеса турбины, *м*			
	3,0	3,0—5,0	5,0—7,2	7,2—9,3
Обработанные поверхности	1,0	2,0	3,0	4,0
Черные поверхности	5,0	8,0	12,0	15,0

Для предотвращения протечек воды через стыки деталей и разрушения вследствие этого прилегающего слоя бетона места соединения деталей должны быть плотными и водонепроницаемыми. В связи с этим соприкасающиеся поверхности деталей при сборке должны быть зачищены от забоин, заусенцев и грязи и проверены по лекальной линейке с тем, чтобы после затягивания болтов соединение было плотным и не допускало протечек воды. При сборке и окончательном затягивании стыков соединяемые плоскости их должны покрываться свинцовым суриком.

Согласно техническим условиям на монтаж гидроагрегатов плотным соединением в закладных деталях считается такое соединение, в которое щуп толщиной 0,05 *мм* не проходит. Допускаются только местные неплотности, в которые этот щуп проходит на глубину не более 20% ширины стыка. Проверка плотности должна производиться при отсутствии в соединении каких-либо уплотнений.

Положение установленной детали в плане проверяется по главным осям агрегата. Если главные оси, выданные строительством, зафиксированы на скобах, расположенных очень высоко, то для удобства и точности проверок переносят и натягивают ниже вспомогательные монтажные оси (рис. 8-1) с точностью до ±0,1 *мм* на 1 *м* расстояния вспомогательных осей от главных.

Основными (базовыми) элементами для проверки правильности установки закладных деталей, а следовательно, и правильности положения смонтированного агрегата в плане и по

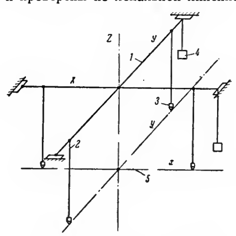


Рис. 8-1. Схема переноса главных осей гидроагрегата.

1 — главные оси агрегата; *2* — струны; *3* — отвес; *4* — груз; *5* — вспомогательные монтажные оси.

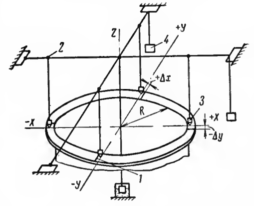


Рис. 8-2. Схема проверки положения детали в плане.

1 — заводская осевая метка; *2* — струны; *3* — отвес; *4* — груз.

высоте обычно принимаются верхние обработанные поверхности и внутренние расточки: в поворотнолопастных турбинах — нижнего кольца направляющего аппарата, а в радиально-осевых турбинах — фундаментного кольца или статора турбины.

Правильное положение детали в плане устанавливается совмещением заводских осевых меток, нанесенных на ее верхнем фланце, с продольной и поперечной осями агрегата с помощью отвесов, отпущенных со струн, натянутых по этим осям. Положение детали относительно вертикальной оси агрегата проверяется замером штихмассом или рулеткой расстояния от внутренней расточки базовой детали до струны с отвесом, отпущенным из места пересечения двух струн, натянутых по осям агрегата. Схема проверок положения детали в плане, относительно оси агрегата, а также цилиндричности детали приведена на рис. 8-2.

Высотное положение и горизонтальность установленной детали проверяются нивелированием от основного репера или вспомогательного репера, перенесенного от основного с точностью не менее $\pm 1{,}0$ *мм*.

8-2. ЗАКЛАДНЫЕ ДЕТАЛИ РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

К закладным деталям радиально-осевых гидротурбин относятся: облицовка конуса отсасывающей трубы, фундаментное кольцо, статор турбины, облицовка спиральной камеры, облицовки шахты турбины и ниш сервомоторов.

Облицовка конуса отсасывающей трубы представляет собой металлическую конструкцию, изготовленную из отдельных листов стали, и является первой монтируемой деталью гидроагрегата.

Монтаж облицовки отсасывающей трубы производится обычно бесштрабным способом сразу после возведения блока подводной части машинного здания до отметки низа облицовки. Преимущество такого способа монтажа заключается в том, что исключается необходимость опалубки для оставления штраб, так как сама облицовка является металлической несъемной опалубкой и бетон укладывается в одну очередь, без последующего штрабного бетонирования.

Облицовка конуса может устанавливаться на место предварительно укрупненным на монтажной площадке блоком либо собираться из отдельных элементов на месте установки. Предпочтительнее блочная установка облицовки, однако для этого требуются строительные краны достаточной грузоподъемности и возможность перемещения собранной облицовки от места сборки к кратеру агрегата.

Сборка облицовки как на монтажной площадке, так и на месте установки производится в следующем порядке. На подкладках и парных клиньях собирается нижняя обечайка облицовки. Соединение и выверка стыков отдельных элементов облицовки производятся с помощью специальных клиньев и монтажных болтов, а геометрические размеры обеспечиваются металлическими распорами и стяжками. Затем последовательно собираются остальные обечайки и соединяются между собою. Иногда в верхнем сечении устанавливается распорная металлическая рама, с помощью которой придается правильная геометрическая форма верхнему сечению облицовки. Эта же рама служит основанием монтажного настила для работ при установке фундаментного кольца и соединении его облицовкой.

По окончании сборки обечаек проверяется геометрическая форма всей облицовки. Для этого в верхнем сечении облицовки по главным осям агрегата натягиваются струны, на пересечении которых навешивается отвес, представляющий собой вертикальную ось агрегата. Проверки геометрической формы обечаек чаще всего выполняются рулеткой относительно вертикальной оси.

После проверки и закрепления формы облицовки производится

ее сварка. При этом вначале отдельные листы свариваются в обечайку, а затем уже обечайки свариваются между собой. После сварки вновь выверяется геометрическая форма облицовки с помощью рамы, распоров и стяжек, которые затем прочно закрепляются на облицовке сваркой.

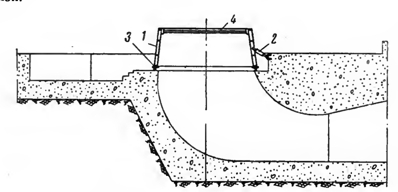
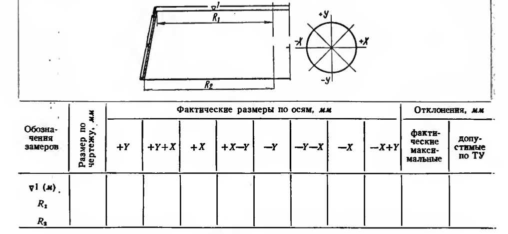


Рис. 8-3. Установка облицовки конуса отсасывающей трубы.
1 — облицовка; *2* — растяжки; *3* — выверочные подкладки; *4* — распорная рама.

Установленная в собранном виде или собранная на месте облицовка (рис. 8-3) выверяется по высотной отметке и главным осям агрегата и закрепляется на месте с помощью растяжек. Проверяется также сопряжение низа облицовки с бетонной частью отсасывающей трубы. Допуски на сборку и установку облицовки приведены в табл. 8-2. По окончании выверки и раскрепления составляется монтажный формуляр (рис. 8-4) и облицовка сдается под бетонирование. Бетонирование облицовки производится до отметки несколько ниже ее верхнего торца с тем, чтобы облегчить подгонку верха облицовки к фундаментному кольцу.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		+*Y*	+*Y*+*X*	+*X*	+*X*—*Y*	—*Y*	—*Y*—*X*	—*X*	—*X*+*Y*	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇I (*м*)											
R_1											
R_2											

Рис. 8-4. Формуляр установки облицовки конуса отсасывающей трубы.

Соединение облицовки с фундаментным кольцом обычно выполняется сопрягающим поясом после установки, выверки и окончательного закрепления фундаментного кольца и статора с присоединенной спиральной камерой. Если же облицовка будет присоединена к фундаментному кольцу сразу после его установки, то производить затем выверку статора нельзя.

Таблица 8-2

Допуски на сборку и установку облицовок конуса отсасывающей трубы

Характер отклонения	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*				
			2,0	3,0	5,0	7,2	9,3
Отклонение от проектной высотной отметки	Верхний торец облицовки	$\nabla 1$	+8	+10	+15	+20	+25
Нецилиндричность	Верхний и нижний торцы облицовки	R	5	6	10	15	20
Несоосность оси агрегата	От вертикальной оси агрегата до верха облицовки	Δx и Δy	5	6	8	10	12
Негоризонтальность	Верхний торец облицовки		4	6	10	12	15

Вместе с облицовкой до ее бетонирования удобно устанавливать и фундаментное кольцо. В этом случае выверка облицовки производится по расточке и верхней плоскости фундаментного кольца. Одновременно фундаментное кольцо используется как кондуктор для установки его фундаментных болтов, которые при этом ставятся на место и закрепляются к облицовке так, чтобы при бетонировании положение их не было нарушено.

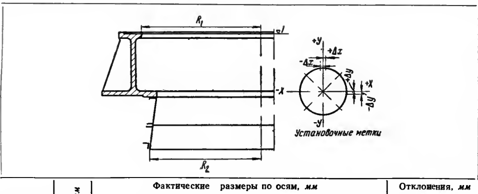
Фундаментное кольцо является основной (базовой) деталью, определяющей положение гидроагрегата по высотной отметке и главным осям, поэтому монтаж и выверка его должны быть выполнены особенно тщательно.

Укрупнительная сборка фундаментного кольца, состоящего из двух или четырех частей, производится на монтажной площадке и заключается в соединении между собой отдельных его элементов. При этом стыки кольца соединяются плотно на свинцовом сурике и не должны иметь уступов. Цилиндричность кольца выверяется с помощью металлических распоров и растяжек, которые оставляются до закрепления и бетонирования кольца. Если фундаментное кольцо устанавливается на облицовку конуса до ее бетонирования, то наверху облицовки должны быть приварены временные специальные опоры, поддерживающие фундаментное кольцо. Установленное таким способом кольцо проверяется предварительно, а окончательная выверка его производится после бетонирования облицовки конуса. В случае установки фундаментного кольца после бетонирования облицовки конуса оно устанавливается на выкладки или металлические подставки, опирающиеся на бетон, и выверяется сразу окончательно. В процессе выверки определяется правильность положения кольца в плане по главным осям агрегата, по проектной высотной отметке ∇ 1 и проверяется его горизонтальность. Монтажный формуляр фундаментного кольца показан на рис. 8-5.

После бетонирования облицовки конуса и фундаментных болтов кольцо затягивается на фундаменте и в таком положении выверяется. Допустимые отклонения при сборке и установке фундаментного кольца даны в табл. 8-3. Бетонирование фундаментного кольца производится одновременно с бетонированием статора и облицовки спиральной камеры.

Статор турбины. Статоры средних и крупных радиально-осевых гидротурбин выполняются разъемными из двух или четырех частей и устанавливаются нижним фланцем на фундаментное кольцо. В зависимости от наличия грузоподъемных средств и принятого метода монтажа закладных деталей турбины статор может монтироваться отдельными элементами со сборкой на месте установки, в полностью собранном виде либо в сборе с фундаментным кольцом — крупным блоком.

Монтаж статора в собранном виде осуществляется в следующем порядке. Элементы статора на монтажной площадке очищаются от консервирующего покрытия и грязи, запиливаются заусенцы и забоины и проверяются стыковые поверхности элементов с помощью лекальной линейки. Установленный на выкладки первый элемент надежно раскреп-



Обозначеяия замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		$+Y$	$+Y+X$	$+X$	$+X-Y$	$-Y$	$-Y-X$	$-X$	$-X+Y$	фактические максимальные	допустямые по ТУ
∇1 (*м*)											
R_1											
R_2											
$\pm\Delta x$	—		—		—		—	—	—		
$\pm\Delta y$	—	—	—	—	—	—	—		—		

Рис. 8-5. Формуляр установки фуидаментного кольца и облицовки коиуса отсасывающей трубы.

ляется распорами, и предварительно выверяются вертикальность и горизонтальность его положения. Затем устанавливается последующий элемент и соединяется болтами с ранее установленным. Стыковые по-

Таблица 8-3

Допуски на сборку и установку фундаментного кольца, статора и литой спиральной камеры радиально-осевых гидротурбин

Характер обозначения	Место замеров	Обозначение иа формуляре	Допустимые отклоиения, *мм*, прн диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*			
			2,0	3,0	4,1	5,5
Смещеиие осевых меток иа деталях отиосительио осей гидроагрегата	От отвесов с осей X и Y до соответствующих осевых меток иа устаиавливаемой детали	Δx и Δy	2	2	2,5	3
Отклоиеиие от проектиой высотной отметки	Обработанная плсскость верхнего флаица	∇1	1,5	2	2,5	3
Негоризонтальиость	То же	—	0,2*	0,4	0,4	0,5
Нецилиндричиость	От вертикальиой оси до виутреиией расточки детали, в местах, задаииых формуляром	R	0,5	0,8	1,0	1,2
Смещеиие оси входиого сечеиия спиральной камеры отиосительио оси агрегата	От отвеса, проходящего через центр входиого сечеиия, до оси Y	C	8	10	12	15

* Для спиральной камеры гидротурбин с рабочим колесом диаметром до 2,0 *м* негоризонтальность допускается ие более 0,1 *мм*.

верхности элементов перед соединением покрываются свинцовым суриком. Таким же образом устанавливаются все остальные элементы статора и соединяются между собой болтами.

Сборку элементов лучше производить вначале в полукольца, а затем уже полукольца соединять между собой. При сборке статора более мелкими частями последний элемент трудно установить на место, так как в этом случае приходится раздвигать собранные элементы и заво-

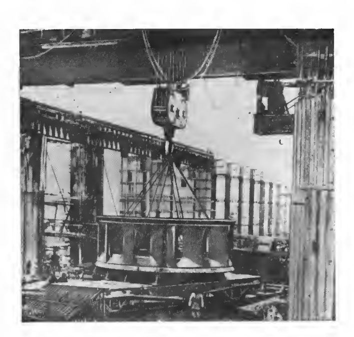


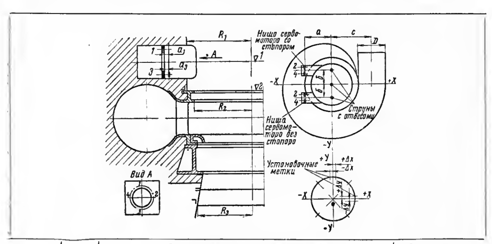
Рис. 8-6. Блочный монтаж статора радиально-осевой турбины.

дить последнюю часть статора с внешней стороны с горизонтальным перемещением ее. Цилиндричность статора выверяется с помощью внутренних растяжек или распоров, снимаемых только по окончании бетонирования статора. Собранный и выверенный по конфигурации статор стягивается окончательно болтами, затем проверяется отсутствие уступов в стыках и на поверхности его верхнего фланца.

Поверхность верхнего фланца фундаментного кольца перед установкой статора зачищается, проверяется и покрывается свинцовым суриком или на нее укладывается уплотнительный резиновый шнур. Строповка статора при установке одним краном производится стропами (рис. 8-6); при транспортировке двумя кранами лучше пользоваться специальными захватными проушинами.

Установленный на фундаментное кольцо статор вначале проверяется в плане по осевым заводским меткам и относительно оси агрегата по вертикальной осевой струне с замером расстояния от верхней расточки статора до осевой струны не менее чем в восьми точках, после чего статор соединяется болтами с фундаментным кольцом, и дальнейшая выверка его по высотной отметке и горизонтальности производится совместным опусканием или подъемом фундаментного кольца и статора. По окончании высотной и осевой проверок статора фундаментное кольцо закрепляется на месте фундаментными болтами, после чего произ-

водится окончательная выверка статора. Результаты этой выверки вписываются в монтажный формуляр (рис. 8-7). Бетонирование статора выполняется после установки и присоединения спиральной камеры.



Обозначение замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		$+Y$	$+Y+X$	$+X$	$+X-Y$	$-Y$	$-Y-X$	$-X$	$-X+Y$	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇2 (*м*)											
R_1											
R_2											
R_3											
$\pm\Delta x$											
$\pm\Delta y$											

Обозначение замеров	Положение и размеры ниш сервомоторов						
	Сервомотор со статором			Сервомотор без статора			
	Размеры, *мм*	Отклонення, *мм*		Размеры, *мм*		Отклонеиия, *мм*	
	по чертежу фактическве	фактические	допустимые по ТУ	по чертежу	фактические	фактвческие	допустимые по ТУ
∇1 (*м*)							
a_1							
a_2		$a_1 - a_3$				$a_1 - a_3$	
a_3							
a_4		$a_2 - a_4$				$a_2 - a_4$	
б							

Обозначение замеров	Размеры входного патрубка спирали, *мм*		Отклонения, *мм*	
	по чертежу	фактические с наибольшим отклонением	фактические максимальные	допустимые по ТУ
D				
C				

Рис. 8-7. Формуляр установки закладиых деталей радиальио-осевой турбииы.

Подъем и опускание статора при высотной выверке производятся краном, домкратами или парными клиньями. Горизонтальные перемещения и разворот статора могут осуществляться с помощью домкратов, крана или растяжек. При этом удобно применение катков из арматурной

стали, укладываемых между плоскостями фундаментного кольца и статора. Для установки и удаления катков после перемещения статор приподнимается домкратами или краном.

При монтаже статора в сборе с фундаментным кольцом сборочные операции на монтажной площадке аналогичны операциям, описанной выше раздельной сборки фундаментного кольца и статора. Установленный на место блок предварительно выверяется по высоте, горизонтальности и плановому положению и затем бетонируются фундаментные болты фундаментного кольца. После затвердения бетона затягиваются фундаментные болты и производится окончательная выверка статора.

Установка статора на место отдельными элементами по существу является укрупнительной сборкой статора на фундаментном кольце, выполняемой в менее удобных условиях, чем на монтажной площадке. Все операции по подготовке, установке отдельных элементов на место, сборке их и выверке аналогичны описанным выше. Если есть возможность, то все же предпочтительнее устанавливать статор целиком или полукольцами, собранными на монтажной площадке.

Спиральные камеры. В зависимости от габаритов спиральных камер поставка их производится секциями, состоящими из двух и более конструктивных звеньев, конструктивными звеньями и отдельными листами с последующей сваркой их на месте установки.

Монтаж спиральных камер небольших габаритов и достаточной жесткости может производиться двумя или несколькими блоками, укрупненными на монтажной площадке. Монтаж же спиральных камер крупных гидротурбин, как правило, осуществляется сборкой их в проектном положении, так как перемещение укрупненных блоков невозможно из-за трудности предотвращения деформации спиральной камеры.

Процесс сборки спиральной камеры на монтаже обычно осуществляется в следующем порядке:

1) приемка и подготовка места установки спиральной камеры;
2) установка первых звеньев;
3) установка последующих звеньев;
4) подгонка и установка замыкающего звена;
5) подгонка стыков и закрепление их;
6) выверка установленных звеньев;
7) производство сварочных операций;
8) окончательная выверка спиральной камеры, закрепление и сдача ее под бетонирование.

Установка спиральной камеры в проектное положение производится на бетонных тумбах, изготовленных при бетонировании фундамента, либо на металлических опорах, установленных на бетон. Отметки верха этих тумб должны быть на 30—40 *мм* ниже положения опорных поверхностей соответствующих звеньев, что должно быть проверено нивелированием каждой тумбы до начала сборки. Установка спиральной камеры достаточно просто и надежно может производиться также с помощью специальных монтажных домкратов, устанавливаемых на выровненные площадки фундамента.

На рис. 8-8 представлена схема спиральной камеры радиально-осевой турбины с рабочим колесом диаметром 4,1 *м*. Камера выполнена из 27 конструктивных звеньев. Звенья малых габаритов *XXIII—XXVII* полностью сварены на заводе в одну поставочную секцию, более крупные звенья *XIII—XXII* сварены по два, а все остальные звенья поставляются отдельными листами. Звено *XII* имеет монтажный припуск и является замыкающим сборку спиральной камеры.

Сборка такой спиральной камеры производится обычно двумя основными монтажными потоками: от зуба спирали (постановочная секция *18)* против часовой стрелки по секцию *13* включительно и от сек-

ции *2* по часовой стрелке до секции *11*. В секции *2* затем присоединяется секция *1*, а секция *12* с монтажным припуском устанавливается последней. Секция *1а*, имеющая также монтажный припуск, устанавливается после окончания монтажа спиральной камеры при соединении ее с напорным трубопроводом.

Сопряжения листов между собой и со статором подгоняются с помощью клиньев и стяжек. Высотное положение спиральной камеры выравнивается домкратами, а правильность геометрической формы секций достигается распорами и растяжками, устанавливаемыми внутри

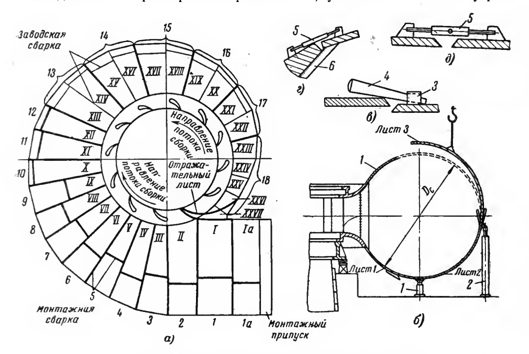


Рис. 8-8. Сборочная схема сварной спиральной камеры.

а — схема спиральной камеры; *б* — схема сборки звена; *в* — выверка стыка клином; *г* — присоединение звена к верхнему фланцу статора; *д* — стягивание стыка талрепом; *1* — установочные домкраты; *2* — регулирующие домкраты; *3* — угольник; *4* — клин; *5* — талреп; *6* — упор.

секции. Окончательная проверка геометрической формы и положения спиральной камеры (рис. 8-9) производится после завершения сварки всех ее монтажных элементов.

Технология сварки элементов спиральной камеры устанавливается в каждом отдельном случае заводом-изготовителем. Поэтому ниже приводятся только общие указания по организации и выполнению сварочных операций.

Одним из показателей, определяющих качество сварки, является подгонка и разделка кромок элементов спиральной камеры. Хотя на заводе в процессе контрольной сборки камеры и должны производиться полная и окончательная подгонка и разделка кромок стыков, но в результате деформации элементов при транспортировке и хранении, возможности некачественной заводской подгонки стыков, а также наличия монтажных припусков на замыкающих элементах подгонять и разделывать кромки стыков приходится и при монтаже. После окончания подгонки и прихватки звена перед сдачей его под сварку должны быть тщательно проверены проектные размеры и геометрическая форма кромок: зазоры между соединяемыми элементами, величина притупления, угол разделки. Если зазоры оказываются меньше проектных, то одна

из кромок должна быть обрублена зубилом или обрезана автогеном до требуемой величины зазора и вновь разделана в соответствии с чертежом. При увеличенном зазоре, наоборот, следует наплавить одну из кромок и затем разделать ее. Угол разделки и притупление стыка также должны быть доведены до проектных величин обрубкой или наплавкой с последующей разделкой кромки. Все монтажные электросварочные прихватки в процессе сборки спиральной камеры должны выполняться качественно, так как последующему удалению они не подлежат.

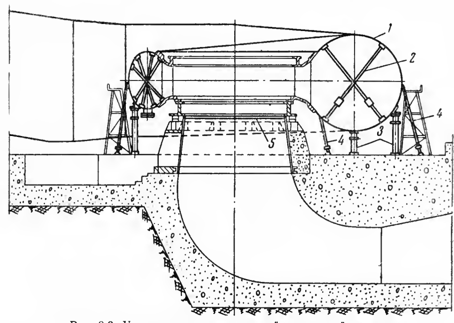


Рис. 8-9. Установочная схема сварной спиральной камеры.
1 — спиральная камера; 2 — внутренние стяжки; 3 — домкраты; 4 — наружные стяжки; 5 — настил.

При сварке спиральной камеры рекомендуется вначале сваривать в каждой секции продольные швы полностью, затем приваривать секцию к статору и уже после этого сваривать кольцевые стыки между секциями. Последующие секции можно сваривать только после того, как у предыдущей будут заварены все продольные стыки и не менее 30% каждого кольцевого стыка.

По окончании сварки и проверки сварных швов спиральная камера закрепляется к бетонному основанию и окончательно проверяется геометрическая форма ее, а также правильность установки в соответствии с допусками, указанными в табл. 8-4. Затем спиральная камера со статором и фундаментным кольцом сдается под бетонирование.

До бетонирования верхнюю половину облицовки спиральной камеры иногда покрывают изолирующей прокладкой, состоящей из войлока с двумя слоями рубероида, наклеенного на битуме. Такая прокладка исключает взаимное силовое воздействие бетонного блока здания станции и спиральной камеры гидротурбины. Вес бетонного блока над спиральной камерой при этом передается только на опорные колонны статора, а облицовка спиральной камеры имеет возможность свободно деформироваться при повышениях давления в случаях внезапных сбросов нагрузки на агрегат, не передавая давления на бетон.

Облицовки шахты турбины и ниш сервомоторов. В зависимости от габаритов турбины облицовка шахты поставляется из двух половин с вертикальным разъемом и с приваренными нишами сервомоторов

Допуски на монтаж сварной спиральной камеры

Характер отклонения	Место замеров	Обозначение на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре входного сечения спиральной камеры, *м*				
			2	3	4,5	6	8
Смещение центра входного сечения спиральной камеры относительно центра трубопровода	От центра входного сечения спиральной камеры до центра трубопровода	*C*	12	18	25	30	40
Нарушение формы сечения спиральной камеры		0,01 размера в данном сечении					

либо отдельными элементами, свариваемыми на месте установки. В обоих случаях облицовка может собираться полностью на монтажной площадке и устанавливаться на верхний фланец статора или собираться непосредственно на статоре. Сварка облицовки должна производиться плотным швом во избежание протечек воды в шахту турбины. Для этой же цели рекомендуется после выверки и закрепления облицовки приварить сплошным швом нижний фланец ее к статору.

При выверке облицовки шахты турбины основное внимание должно быть уделено правильности положения фланцев ниш сервомоторов. В процессе придания облицовке шахты турбины цилиндричности и со-

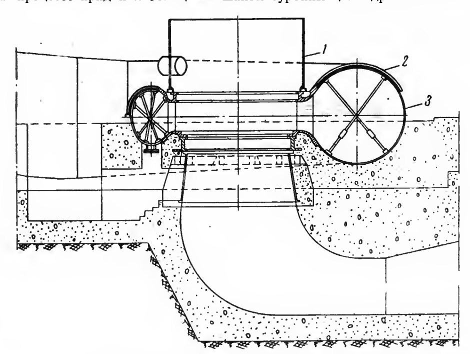


Рис. 8-10. Окончание монтажа закладных деталей турбины.
1 — облицовка шахты турбины; *2* — изоляционная прокладка; *3* — спиральная камера.

осности вертикальной оси агрегата необходимо одновременно обеспечить проектную высоту фланцев ниш сервомоторов, их вертикальность, параллельность оси *Y* агрегата и расстояния фланцев от осей *X* и *Y* (рис. 8-7). Отметка осей фланцев сервомоторов проверяется нивелированием их или замером штихмассом расстояния от плоскости верхнего фланца статора до осей фланцев сервомоторов. Отклонение плоскости

фланцев от вертикали определяется рамочным уровием или отвесом, а параллельиость плоскостей флаицев оси Y — разницей замеров штихмассом расстояиий от струны оси до флаицев ииш в точках, указаииых в формуляре. Расстояиие между фланцами замеряется штихмассом от струны оси X.

Если положеиие осей сервомоторов получается при проверке выше проектиого, то следует срезать автогеном флаиец облицовки шахты турбииы, обрезать облицовку иа иеобходимую высоту и виовь приварить флаиец. Во избежаиие этой сложиой операции иеобходимо при укрупиительиой сборке более тщательио и точио проверять высоту и положеиие флаицев ииш сервомоторов отиосительио нижиего флаица облицовки шахты турбииы. Цилиидричность облицовки шахты турбииы и положение ее отиосительио оси агрегата проверяются рулеткой. Отклонеиия положения и формы облицовок ие должны превышать приведенных в табл. 8-5.

Устаиовка облицовок шахты турбины и сервомоторов завершает моитаж закладиых деталей турбины (рис. 8-10).

Таблица 8-5

Допуски на сборку и установку облицовок шахты турбины и ниш сервомоторов

Характер отклонения	Место замеров	Обозначение на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре рабочего колеса, *м*				
			2	3	5	7,2	9,3
Облицовки ниш сервомоторов:							
Отклонение от проектной высотной отметки	От осей сервомоторов до фланца для крышки турбины (на статоре, верхием кольце иаправляющего аппарата)	∇1	1,0	1,5	2,0	2,0	2,5
Отклонеиия от вертикали флаицев ииш сервомоторов	От отвеса до верхией и иижией кромок фланца	$a_{1,3}$	0,3	0,5	0,8	1,0	1,0
Непараллельиость флаицев ииш сервомоторов оси Y агрегата	От оси Y до правой и левой кромок фланца	$a_{2,4}$	1,0	1,0	1,5	2,0	2,0
Отклоиения в расстояииях ниш сервомоторов от осей X и Y	От оси Y до опорных флаицев сервомоторов	*а*	3,0	5,0	7,0	8,0	10,0
	От оси X до осей сервомоторов	*б*	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Облицовка шахты турбины:							
Нецилиидричиость	По диаметру	*R*	10,0	15,0	20,0	30,0	40,0
Смещеиие оси облицовки относительио вертикальной оси агрегата	По оси облицовки до оси агрегата		8,0	12,0	15,0	20,0	25,0

8-3. ДЕТАЛИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ВЫСОКОНАПОРНЫХ РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Проточиая часть высокоиапориых радиальио-осевых гидротурбин особеиио быстро изиашивается вследствие совместиого действия кавитации и взвешеииых иаиосов. В связи с этим иеобходимо часто производить ревизии, ремоиты и даже замену деталей проточиой части, в том числе и рабочих колес. Для удобства и сокращеиия сроков ремоитов в большиистве коиструкций высокоиапориых гидротурбин предусматривается возможность замены рабочих колес без сложиых и длительиых работ по разборке и моитажу турбииы и геиератора. Это обеспечивается путем разборки и сиятия иебетоиируемых деталей проточиой части, после чего рабочее колесо опускается вииз для ремонта или замеиы.

В турбинах, где меньше опасность разрушений от кавитации и наносов, детали проточной части могут бетонироваться. В таких случаях эти детали по конструкции, изготовлению и монтажу аналогичны деталям проточной части средненапорных турбин. Отличие заключается в применении литых стальных спиральных камер, бетонируемых полностью либо до средней плоскости. Поэтому ниже рассматривается процесс монтажа небетонируемых деталей проточной части высоконапорной гидротурбины (рис. 8-11).

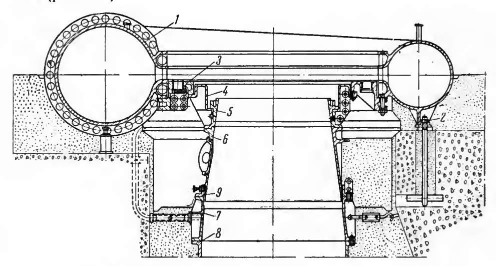


Рис. 8-11. Детали проточной части высоконапорной радиально-осевой гидротурбины.
1 — спиральная камера; *2* — фундаментный болт; *3* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *4* — поддон; *5* — неподвижное лабиринтное кольцо; *6* — конус отсасывающей трубы; *7* — переходный патрубок; *8* — колено отсасывающей трубы; *9* — зажимный фланец.

В состав нижнего узла проточной части этой турбины входят: спиральная камера стальная литая, нижнее кольцо направляющего аппарата, поддон турбины с неподвижным кольцом лабиринтного уплотнения и отсасывающая труба, состоящая из конуса, патрубка и колена.

Монтаж нижнего узла проточной части турбины, как правило, производится штрабным способом в нижеприведенной последовательности:
установка и бетонирование колена отсасывающей трубы;
установка патрубка отсасывающей трубы;
сборка, установка и бетонирование спиральной камеры;
сборка и опускание конуса отсасывающей трубы;
сборка и установка на место нижнего кольца направляющего аппарата с поддоном и лабиринтным кольцом;
установка в проектное положение конуса отсасывающей трубы.

Если бетонный блок агрегата выведен до отметки низа спиральной камеры, то вначале может быть установлена на место спиральная камера, затем отсасывающая труба и другие детали проточного тракта.

Облицовка отсасывающей трубы в данном случае выполнена стальной литой и состоит из облицовки колена, патрубка, конуса и зажимного фланца. Однако применяются также и сварные облицовки. Монтаж этого узла начинается установкой в проектное положение колена отсасывающей трубы совместно с патрубком. При выверке колено устанавливается по высоте и оси отсасывающей трубы, а верхний фланец патрубка проверяется относительно оси агрегата по высотному положению и горизонтальности. По окончании выверки колено и патрубок закрепляются растяжками в штрабе и производится их бетонирование.

Конус облицовки, отлитый без разъема, очищается, опускается в патрубок и своим фланцем устанавливается на фланец патрубка. В дальнейшем, после окончания монтажа всего нижнего узла проточной части, конус подтягивается вверх и закрепляется к поддону. Нижний конец конуса наружной обработанной поверхностью входит во внутреннюю расточку патрубка с минимальным зазором. Затем устанавливается зажимный фланец, соединяется по разъему с установкой резиновой прокладки в стыке с конусом и закрепляется на патрубке. Таким образом, нижний конец конуса плотно зажимается в патрубке. В процессе демонтажа при ремонтах зажимный фланец снимается и конус облицовки опускается вниз, что позволяет демонтировать, опуская вниз остальные нижние детали проточной части и рабочего колеса.

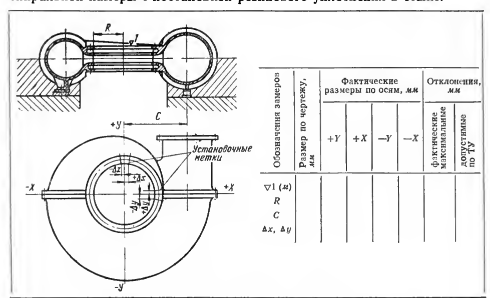
Спиральная камера. Литые спиральные камеры высоконапорных радиально-осевых гидротурбин изготовляются в зависимости от габаритов из двух или четырех частей и полностью обрабатываются на заводе. В процессе контрольной сборки на заводе-изготовителе спиральная камера должна быть подвергнута гидравлическому испытанию давлением не менее давления, возникающего в спиральной камере при сбросе нагрузки. Поэтому при монтаже гидравлические испытания спиральной камеры не производятся.

Спиральная камера может монтироваться в полностью собранном виде, если подгенераторный массив еще не возведен и имеются подъемно-транспортные средства достаточной грузоподъемности, или отдельными элементами со сборкой их на месте установки. Если спиральная камера состоит из четырех частей, то вначале ее собирают в две полуспирали, а затем уже полуспирали соединяют между собой. Учитывая особую важность придания стыкам спиральной камеры полной водонепроницаемости, целесообразно сборку полуспиралей производить в вертикальном положении, так как при этом обеспечивается надежная укладка в специальную канавку уплотняющего резинового шнура и, кроме того, удобно затягивать соединительные болты. В вертикальное положение полуспирали устанавливаются кантовкой на 90°. Вначале надежно устанавливается на подкладках и раскрепляется подпорами полуспираль с напорным патрубком, который должен быть направлен вниз. Затем на нее ставится вторая полуспираль и производится соединение стыка перекрестным затягиванием болтов. По окончании сборки спиральная камера кантуется в горизонтальное положение и устанавливается на место.

Установленная спиральная камера с помощью клиновых подкладок и монтажных домкратов выверяется по патрубку отсасывающей трубы, если он установлен, либо по положению, заданному проектом. При этом проверяются положение камеры по верхнему фланцу ее относительно оси агрегата (по заводским меткам), высотное положение, горизонтальность, цилиндричность расточек верхнего и нижнего фланцев и положение оси входного патрубка камеры относительно оси Y агрегата. После выверки устанавливаются и бетонируются фундаментные болты, крепящие камеру к фундаменту. По окончании выдержки бетона фундаментные болты затягиваются и окончательно проверяются положение камеры и форма ее фланцев. Допускаемые отклонения не должны превышать приведенных в табл. 8-3. Полученные замеры вносятся в монтажный формуляр (рис. 8-12), после чего спиральная камера может быть сдана под бетонирование, если патрубок и колено отсасывающей трубы уже установлены. Если отсасывающая труба к этому времени не установлена, то бетонирование спиральной камеры лучше производить одновременно с бетонированием отсасывающей трубы.

Нижнее кольцо направляющего аппарата и поддон выполняются разъемными из двух половин. Для удобства сборки этих деталей внизу на уровне опущенного в патрубок конуса отсасывающей трубы соору-

жается настил. Вначале собнрается ннжнее кольцо направляющего аппарата н выверяется его цнлнндрнчность с помощью распоров. Собранное нижнее кольцо подннмается кверху н прнсоеднняется к ннжнему фланцу спнральной камеры с постановкой резннового уплотнення в стыке.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*				Отклонения, *мм*	
		+Y	+X	−Y	−X	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1 (*м*)							
R							
C							
Δ*x*, Δ*y*							

Рис. 8-12. Формуляр установки литой спиральной камеры.

После этого собнрается поддон, выверяется цнлнндрнчность его н затем поддон также подннмается кверху н прнсоедннется к фланцу ннжнего кольца направляющего аппарата с резнновым уплотненнем стыка. Лабнрнннтное кольцо лучше установить вннзу при сборке поддона.

Все стыкн элементов деталей прн сборке уплотняются свинцовым сурнком. Окончательное закрепленне н фнксация контрольнымн шпнльками ннжнего кольца направляющего аппарата н поддона, а также установка н закрепленне конуса облнцовкн пронзводятся после установкн н выверкн всех рабочнх механизмов турбины, проверкн зазоров в лабнринтных уплотненнях и центровкн вала гидроагрегата.

8-4. ЗАКЛАДНЫЕ ДЕТАЛИ ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

В состав закладных деталей поворотнолопастных гндротурбнн входят: облнцовка конуса отсасывающей трубы, статор, камера рабочего колеса, ннжнее кольцо направляющего аппарата, облнцовки спнральной камеры, верхнее кольцо направляющего аппарата (не во всех конструкцнях) н облнцовкн шахты турбнны н ннш сервомоторов.

Технология н способы монтажа металлнческнх облицовок аналогичны технологнн н способу монтажа такнх же деталей раднально-осевых турбнн. Дополнительные указання по монтажу облнцовки конуса отсасывающей трубы прнводятся нгже.

Соедннение облнцовкн конуса с камерой рабочего колеса осуществляется сопрягающнм поясом, который прнварнвается к камере. Подгонку н прнварку сопрягающего пояса следует пронзводнть после установкн н выверкн всего ннжнего узла закладных деталей, так как в процессе выверкн камера рабочего колеса может перемещаться по высоте. Если вознnкнет необходнмость сдать камеру рабочего колеса под бетонированне до установкн ннжнего кольца направляющего аппарата, то необходнмо верхннй фланец камеры поставнть по отметке, соответствующей замеренной в натуре высоте ннжнего кольца, и затем соединить облнцовку конуса с камерой рабочего колеса.

Отклонения при сборке и установке металлических облицовок поворотнолопастных турбин допускаются те же, что и при монтаже облицовок радиально-осевых турбин.

Статор турбины. Монтаж кольцевых статоров производят до установки камеры рабочего колеса, что дает возможность строителям раньше начать возведение подгенераторного блока. Технология монтажа их аналогична рассмотренной выше технологии монтажа статоров радиально-осевых турбин. Установка такого статора отдельными элементами (сегментами) производится в приведенном ниже порядке (рис. 8-13).

После подготовки для монтажа статора *1* фундаментных опор в штрабы закладываются фундаментные болты *2* и устанавливаются

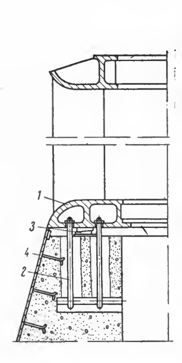


Рис. 8-13. Схема установки кольцевого статора.

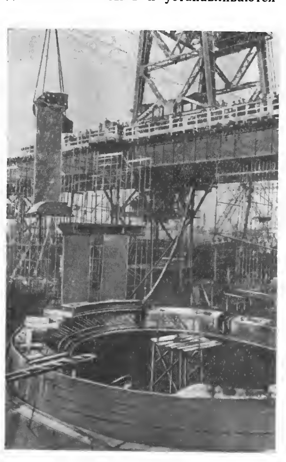
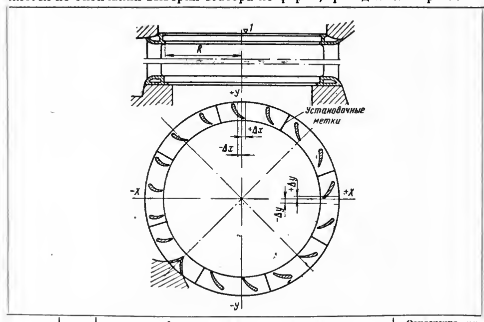


Рис. 8-14. Монтаж кольцевого статора поворотнолопастной турбины отдельными элементами.

металлические пластины с парными клиньями *3*. При этом опорные плоскости верхних клиньев должны быть на 2—3 *мм* ниже проектной отметки. Клинья устанавливаются рядом с фундаментными болтами по два комплекта на каждую опорную площадку. Затем на место устанавливается первый сегмент статора, затягивается фундаментными болтами либо надежно крепится растяжками к арматурным конструкциям и проверяется по вертикальности, горизонтальности и положению относительно оси агрегата. Последующие сегменты устанавливаются и проверяются таким же образом (рис. 8-14).

По окончании выверки статора производится контрольная подбивка клиньев, после чего полностью затягиваются фундаментные болты. Бетонируется статор вместе с нижней облицовкой *4* спирали (рис. 8-13) и другими деталями нижнего узла закладных деталей. Допуски на сборку и установку статора даны в табл. 8-6. Монтажный формуляр составляется по окончании выверки статора по форме, приведенной на рис. 8-15.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1 (*м*)											
R											
±Δ*y*	—	—	—		—	—	—		—		
±Δ*x*	—		—	—	—		—	—	—		

Рис. 8-15. Формуляр установки кольцевого статора поворотнолопастной турбины.

Таблица 8-6

Допуски на установку статора, камеры рабочего колеса и нижнего кольца направляющего аппарата поворотнолопастной турбины

Характер отклонения	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*			
			3,0	5,0	7,2	9,3
Смещение осевых меток на деталях относительно осей агрегата	От отвесов с осей *X* и *Y* до соответствующих осевых меток на устанавливаемой детали	Δ*x* и Δ*y*	2	3	5	7
Отклонение от проектной высотной отметки	Обработанная плоскость верхнего фланца	∇1	2	2,5	3	4
Негоризонтальность	То же	—	0,4	0,5	0,6	0,7
Нецилиндричность	От центральной оси до внутренней расточки детали в местах, заданных формуляром	*R*	0,8	1,0	1,2	1,5

Статоры поворотнолопастных турбин с отъемными колоннами в настоящее время выполняются преимущественно в виде конструкции из отдельно установленных опорных колонн, соединенных сверху кольцом, которое является одновременно и верхним кольцом направляющего аппарата. Монтаж таких статоров целесообразнее производить после установки камеры рабочего колеса и нижнего кольца направляющего аппарат, так как при этом удобнее монтировать верхнее кольцо статора, используя нижнее кольцо направляющего аппарата как базу для опирания и выверки сегментов верхнего кольца, а также для выверки собранного статора. Схема установки статора с отъемными колоннами приведена на рис. 8-16.

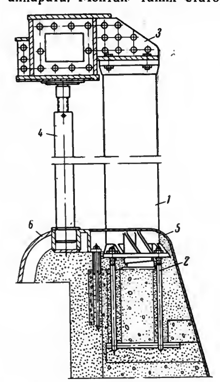


Рис. 8-16. Схема установки статора с отъемными колоннами.

1 — колонна; 2 — фундаментный болт; 3 — верхнее кольцо статора; 4 — монтажная колонна; 5 — облицовка нижнего конуса спирали; 6 — нижнее кольцо направляющего аппарата.

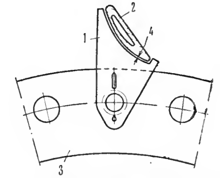


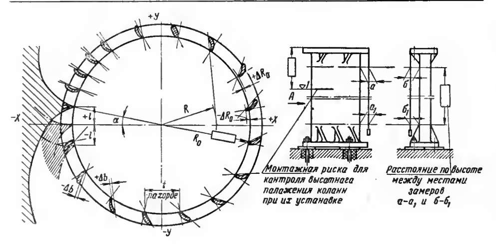
Рис. 8-17. Проверка положения опорной колонны статора по шаблону.

1 — шаблон; 2 — колонна; 3 — нижнее кольцо направляющего аппарата; 4 — зазор между профилями колонн и шаблоном.

Установка опорных колонн на фундаменте производится на металлических подкладках с парными клиньями и закреплением колонн фундаментными болтами, так же как и кольцевых статоров. Для определения и разметки положения в плане каждой колонны на верхнем фланце нижнего кольца направляющего аппарата сооружается чистый деревянный настил, на поверхности которого и производится разметка положения колонн. На настиле согласно чертежу наносятся окружности и касательные к ним, определяющие направление каждой группы колонн. Положение колонны в плане определяется заданным радиусом расположения носков колонн и шагом между ними. Выверка положения колонн может производиться и без настила по специальному шаблону для каждой группы одинаково направленных колонн (рис. 8-17). Шаблон при этом устанавливается на нижнее кольцо направляющего аппарата и фиксируется на нем согласно меткам, нанесенным при заводской контрольной сборке.

До установки опорных колонн на вертикальной поверхности их наносят риски, равноудаленные от верхней плоскости колонны и служащие для выверки высотного положения колонн.

Установленные по разметке или шаблону колонны закрепляются фундаментными болтами. Проверку вертикальности колонн выполняют с помощью отвеса, замеряя от струны отклонения у носка и боковой поверхности колонны, как показано на монтажном формуляре (рис. 8-18).



Обозначения замеров	Фактические установочные размеры колонн (*NN*), *мм*																		Отклонения	
	1	2а	2	3а	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ l (*м*)																				
a																			$a-a_1=$	
a_1																				
б																			$б-б_1=$	
$б_1$																				
$\pm\Delta b$																				
$\pm\Delta R_0$																				
R (по чертежу)																				

Обозначения замеров		Расстояние между колоннами (*NN*), *мм*																		Отклонения	
		1—2а	2а—2	2—3а	3а—3	3—4	4—5	5—6	6—7	7—8	8—9	9—10	10—11	11—12	12—13	13—14	14—15	15—16	16—1	фактические максимальные	допустимые по ТУ
t	по чертежу																				
	фактическве																				
	$\pm\Delta t$																				

Рис. 8-18. Формуляр установки опорных колонн статора.

Высотное положение колонн проверяется нивелиром по риске, нанесенной на колоннах. Отклонения фактического положения колонн от проектного установлены допусками, приведенными в табл. 8-7. Окончательная проверка положения колонн производится при полностью затянутых фундаментных болтах, и данные этой проверки заносятся в монтажный формуляр. По окончании выверки колонн фундаментные болты могут быть забетонированы.

Для опирания и выверки сегментов верхнего кольца статора при их установке применяются монтажные колонны, регулируемые по высоте (см. рис. 8-16), фиксируемые в гнезде подшипника на нижнем

кольце направляющего аппарата. Под каждый сегмеит устанавливается по трн колоины — по одной у стыков н одна в середине.

Таблица 8-7

Допуски на установку опорных колонн статора

Проверяемое положение	Место замеров	Обозначения на формуляре	Допустимые отклонения, *мм* при диаметре рабочего колеса гидротурбины, *м*			
			3	5	7,2	9,3
Положеиие колоины в в плаие	От касательиой к разметочиой окружиости до кромки колоииы	Δb	4	5	6	8
	От устаиовочиой окружиости до кромки колоииы	R_0	6	10	15	20
Шаг иа устаиовочиой окружиости	На хорде устаиовочиой окружиости	t	8	10	12	5
Вертикальность (иаклон)	По боковой стороие и кромке	*а* и *б*	4	6	8	10
Положеиие по высоте	На верхией опориой плоскости колоииы		8	10	12	15

Высотиое положение собраиного верхнего кольца проверяется замерами штихмассом в восьми точках расстояння от верхией плоскостн иижиего кольца направляющего аппарата до нижией плоскости верхиего кольца. Этот размер должен обязательио соответствовать фактической высоте направляющих лопаток и сумме верхиего и нижиего торцевых зазоров направляющего аппарата. В зазорах должеи учитываться прогиб верхиего кольца иаправляющего аппарата от осевого уснлня. Горнзоитальность верхиего кольца проверяется нивелированнем его верхиего флаица.

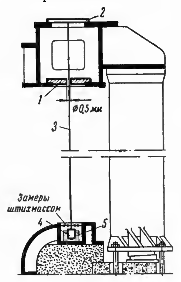
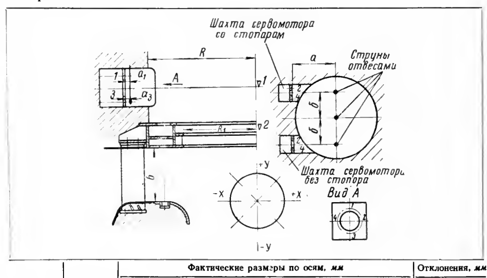


Рис. 8-19. Центровка верхнего кольца статора.

Цеитровка верхнего кольца статора относительно ннжиего кольца иаправляющего аппарата может быть произведена с помощью спецнального приспособлеиня (рис. 8-19), состоящего нз калиброваниого диска *1*, верхнего днска *2*, струны *3*, груза *4* и сосуда с маслом *5*. Такие прнспособлеиия устаиавлнваются в восемь гнезд подшипинков направляющих лопаток в верхнем кольце. Произведя замеры от струиы до стеиок гиезда нижиего подшипника по двум диаметральио противоположиым направлеииям, определяют иесоосиость гиезд подшипииков, а следовательно, н колец направляющего аппарата. Иногда предварнтельио устанавливают шесть — восемь направляющих лопаток с подшнпиками н выверяют верхнее кольцо статора до тех пор, пока все устаиовлеииые лопатки не будут достаточно легко поворачиваться от руки с помощью спецнальиого рычага. Цеитровка верхиего кольца может быть осуществлена также с помощью специальной калнбрваниой штаигн. Для этого устаиавливают времеино шесть — восемь днаметрально расположеиных верхинх и иижннх подшипииков лопаток, иижний конец штанги прн этом должен легко входнть н вращаться в обоих подшнпннках. Перемещення верхнего кольца прн выверке осуществляются аиалогнчно перемещеииям кольцевого статора. Результаты вы-

верки верхиего кольца облицовок вносятся в формуляр устаиовки верхнего узла закладных деталей (рис. 8-20). По окоичаиии выверки статора производится монтаж облицовок шахты турбииы и шахт сервомоторов.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм								Отклонения, мм	
		+Y	+Y+X	+X	+X−Y	−Y	−Y−X	−X	−X+Y	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ 2 (м)											
R											
R_1											
b											

Обозначения замеров	Положение и размеры шахт сервомоторов							
	Сервомотор со статором				Сервомотор без статора			
	Размеры, мм		Отклонения, мм		Размеры, мм		Отклонения, мм	
	по чертежу	фактические	фактические	допустимые по ТУ	по чертежу	фактические	фактические	допустимые по ТУ
∇ 1 (м)								
a_1			$a_1—a_3$				$a_1—a_3$	
a_2								
a_3			$a_2—a_4$				$a_2—a_4$	
a_4								
δ								

Рис. 8-20. Формуляр установки верхнего узла закладных деталей поворотнолопастных турбин.

Облицовки спиральной камеры. Бетоиные спиральиые камеры поворотнолопастных турбин на участках сопряжения со статором, в местах наибольших скоростей воды, снизу и сверху облицовываются металлическими листами, предохраияющими бетои от разрушеиия.

Нижняя облицовка конуса спирали (см. рис. 8-16) поставляется в виде отдельиых штампованных листов. Монтаж иижней облицовки может производиться после устаиовки колоин статора и иижиего кольца иаправляющего аппарата или кольцевого статора. Подгонка листов к колоннам выполняется с помощью предварительно изготовлениых для каждой колонны фанериых шаблонов, по которым и вырезается авто-

геиом отверстне под колоииу в листе облицовкн. Одновремеиио лнсг подгоняется н по ннжнему кольцу направляющего аппарата. Остальиые листы подгоняются по установлениым ранее с разделкой кромок под сварку. После прнгонки всех листов к ним привариваются аикериые плаики, облицовка окоичательио крепится к иижиему кольцу нли к фланцу статора и пронзводится сварка стыков листов н приварка облицовкн к колоннам.

По окончаинн монтажа облицовки иижнего конуса спиралн нижний узел закладиых деталей сдается под бетонированне. Для заполиеиия бетоиом простраиства под облицовкой в верхиих листах ее предусматриваются отверстня достаточного размера, которые после бетоиирования завариваются заглушками.

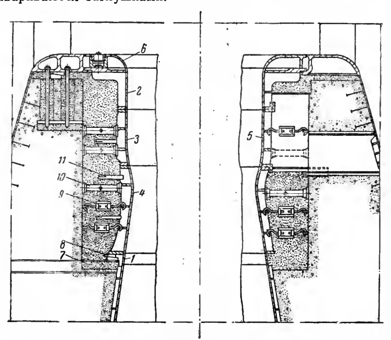


Рис. 8-21. Установка камеры рабочего колеса.

1 — сопрягающнй пояс; *2* — первый пояс камеры (опорное кольцо); *3* — второй понс камеры; *4* — третнй пояс камеры; *5* — съемный люк; *6* — нижнее кольцо направляющего аппарата; *7* — опорная балка; *8* — клинья; *9* — растяжка; *10* — распорный домкрат; *11* — анкерная планка.

Верхняя облнцовка спнралн прнсоединяется к верхнему кольцу статора, н монтаж ее осуществляется способамн, аналогнчнымн способам монтажа ннжней облнцовки спиральиой камеры. По окончаннн монтажа верхней облнцовкн спнралн н облнцовок шахты турбниы н шахт сервомоторов производнтся бетоннроваиие верхнего узла закладных деталей.

Камера рабочего колеса монтнруется обычно в штрабе, оставленной прн возведеннн бетонного основания для статора турбины. При этом в зависнмостн от условнй строительства машнниого здання камера может устанавливаться до нлн после монтажа статора. Возможна установка камеры также н до возведення бетонного основання статора — бесштрабным способом. Однако этот способ монтажа меиее удобен, так как прн ием усложняется н затрудняется придание камере проектной формы.

Блочный монтаж камер рабочего колеса крупных гндротурбин затрудняется из-за недостаточиой жесткостн конструкцнй камер н воз-

можности значительных деформаций при их подъеме, транспортировке и установке на место, поэтому камеры монтируются обычно отдельными элементами, собираемыми на месте установки (рис. 8-21).

Для установки камеры и возможности выверки высотного и осевого ее положения бетонируются опорные балки с отметкой верхней поверхности их несколько ниже проектной отметки.

Сборку камеры целесообразно осуществлять, не затягивая вначале полностью соединений элементов и поясов, с предварительной центровкой по оси агрегата и выверкой геометрической формы. Окончательное же затягивание соединений и выверку положения и формы камеры следует производить в полностью собранном виде совместно с нижним кольцом направляющего аппарата. При сборке камеры необходимо надежно обеспечивать плотность стыков между элементами и поясами с целью предотвращения протечек воды и размыва бетона.

Перед началом монтажа камеры на опорные балки устанавливаются с проверкой по нивелиру подкладки и парные клинья на 8—10 *мм* ниже проектной отметки. При этом рекомендуется проверить высоту элементов камеры в натуре и с учетом фактических размеров, которые могут значительно отклоняться от проектных, установить необходимую отметку клиньев с тем, чтобы верхняя поверхность нижнего кольца направляющего аппарата устанавливалась на проектной отметке. После чего устанавливаются, выверяются и соединяются между собою элементы нижнего пояса камеры. Предварительная центровка собранного пояса и проверка цилиндричности его производятся замерами металлической калиброванной рулеткой расстояния от осевой струны. Горизонтальность пояса проверяется по уровню. По окончании предварительной выверки нижнего пояса в таком же порядке монтируются последующие пояса и нижнее кольцо направляющего аппарата, по которому и производится окончательная выверка камеры. Если нижнее кольцо не бетонируется, то выверка камеры выполняется по опорному кольцу, на которое устанавливается нижнее кольцо направляющего аппарата. В таких конструкциях опорное кольцо является верхней частью камеры.

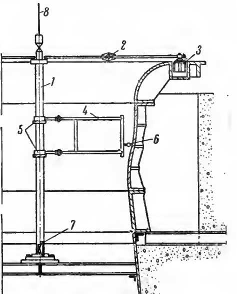


Рис. 8-22. Проверка цилиндричности камеры рабочего колеса.

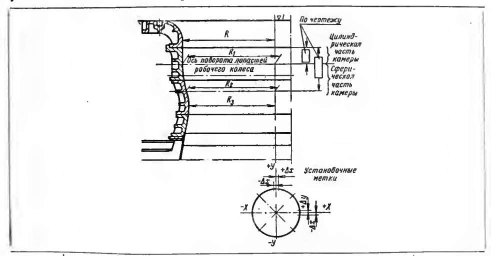
1 — трубчатая штанга; *2* — растяжка; *3* — втулка; *4* — консоль; *5* — хомутик; *6* — индикатор; *7* — отвес; *8* — осевой отвес.

При выверке положения нижнего кольца направляющего аппарата в плане заводские метки на верхней плоскости его по осям *X* и *Y* совмещаются с соответствующими осями агрегата. Выверка высотного положения и горизонтальности производится нивелированием верхней плоскости кольца. Для выверки соосности нижнего кольца направляющего аппарата оси агрегата на верхней плоскости кольца на заводе протачивается риска, проходящая через оси отверстий под нижние цапфы направляющих лопаток, по которой и проверяется соосность кольца замерами расстояний от осевой струны до риски.

Проверку цилиндричности нижнего кольца и камеры удобнее осуществлять с помощью специального приспособления, одна из конструк-

ций которого показана на рнс. 8-22. Проверка осуществляется в трех сечениях по высоте и не менее чем в восьми точках каждого сечення.

По окончании выверкн производится полное затягиванне всех болтовых соединений элементов камеры и нижнего кольца направляющего аппарата, электроприхватка резьбовых соедннений н креплений растяжек и домкратов и последующая контрольная проверка центровки. Результаты выверки нижнего кольца н камеры рабочего колеса вносятся в формуляр, прнведенный на рнс. 8-23, а затем установленные узлы сдаются под бетонированне.



Обозначения замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		$+Y$	$+Y+X$	$+X$	$+X-Y$	$-Y$	$-Y-X$	$-X$	$-X+Y$	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇ 1 (*м*)											
R											
R_1											
R_2											
R_3											
$\pm\Delta x$											
$\pm\Delta y$											

Рнс. 8-23. Формуляр установкн камеры рабочего колеса н нижнего кольца направляющего аппарата.

8-5. НАПРАВЛЯЮЩИЙ АППАРАТ ГИДРОТУРБИНЫ

Конструктивные, технологические н монтажные различия в деталях направляющих аппаратов радиально-осевых и поворотно-лопастных турбин незначительны. Так, нижнее кольцо направляющего аппарата является частью проточного тракта в обоих тнпах турбнн. В поворотнолопастных турбннах оно бетонируется вместе с камерой рабочего колеса или устанавливается небетонируемым на опорное кольцо, а в раднально-осевых турбинах кольцо не бетонируется и устанавливается обычно на статор турбины. Верхнее кольцо направляющего аппарата поворотнолопастных турбин является отдельной деталью либо совмещено со статором, а в раднально-осевых турбинах оно конструктивно объединено с крышкой турбины. Все остальные детали направляющего аппарата турбин обоих типов различия не нмеют. Монтажные особенности направляющих аппаратов поворотнолопастных н радиально-осевых турбин заключаются только в некотором изменении последо-

вательностн установки отдельных деталей. Одно нз основных нзменений заключается в том, что в раднально-осевых турбиинах иижиее кольцо иаправляющего аппарата н его лопаткн устаиавливаются после опускания рабочего колеса на место, а в поворотнолопастных турбинах — до опускания рабочего колеса. Поэтому описание технологии монтажа деталей направляющего аппарата поворотнолопастных и радиальио-осевых турбин объединено с выделением некоторых особеиностей монтажа каждого из этнх типов турбии.

Монтажные операции по иаправляющему аппарату обычно выполияются в нижепрнведениой последовательности:

1) сборка либо устаиовка в собранном внде нижнего кольца направляющего аппарата:

иа опориое кольцо в поворотнолопастиых турбииах в случае, если оно не бетоиируется;

на иижиий флаиец статора в радиально-осевых турбинах;

2) устаиовка иаправляющих лопаток в иижнее кольцо иаправляющего аппарата;

3) устаиовка на статор верхиего кольца направляющего аппарата в поворотнолопастных турбииах (если оно ие объедииено с верхиим кольцом статора) или крышки турбииы в радиально-осевых турбииах;

4) моитаж подшнпников иаправляющих лопаток;

5) выверка верхнего кольца направляющего аппарата или крышки турбины по легкости поворота лопаток;

6) окончательная установка подшипников иаправляющих лопаток;

7) установка крышки турбины (в поворотиолопастиых турбииах);

8) моитаж опоры регулирующего кольца и регулирующего кольца;

9) моитаж механизмов поворота направляющих лопаток (рычагов, иакладок н серег);

10) выверка, вывешивание и заклиниванне направляющих лопаток;

11) установка на место сервомоторов направляющего аппарата;

12) соединение регулирующего кольца тягами с сервомоторами;

13) соедннение сервомоторов трубопроводамн с маслонапорной установкой и заполиеиие маслом системы регулироваиия;

14) регулнрование работы направляющего аппарата и создание натяга в его механнзмах.

По времени выполиения моитаж деталей направляющего аппарата поворотнолопастных турбин разделяется на два этапа. На первом этапе устаиавливаются нижнее н верхнее кольца направляющего аппарата, монтнруются и проверяются лопатки с подшипннками и уплотнениями и иасаживаются рычагн, после чего моитаж направляющего аппарата прерывается. Второй этап монтажа иачинается по окончаиии устаиовки и центровки вала н крышкн турбины. В дальнейшем монтируется регулирующее кольцо с опорой, устанавливаются сервомоторы и производнтся соединеиие рычагов лопаток серьгами с регулирующим кольцом н соединение регулирующего кольца с тягами сервомоторов.

В радиальио-осевых турбинах монтаж направляющего аппарата может производиться без перерыва. Начинается он также установкой иижнего кольца. Затем устанавливаются направляющие лопатки н опускается иа место крышка турбнны, совмещенная с верхиим кольцом иаправляющего аппарата. После выверкн крышки турбины по направляющнм лопаткам монтаж направляющего аппарата заканчивается полиостью. Соосность вала турбииы осн агрегата в этом случае проверяется по крышке турбнны.

До установкн направляющих лопаток иеобходимо проверить нх посадочные места в иижнем и верхием кольцах направляющего аппарата, а также сопрягаемые размеры цапф лопаток и подшипииковых втулок.

Лигнофолевые втулки для компенсации последующего разбухаиия их должны быть утоплены на 2—3 *мм* в нижнее кольцо. Проверяется также фактическая высота каждой направляющей лопатки.

При установке иебетоиируемого иижиего кольца направляющего аппарата проверяется не меиее чем в восьми противолежащих сечениях расстояние от верхней поверхности нижнего кольца до опорной поверхности верхнего фланца статора (рис. 8-24). Эта высота должна быть равиа:

$$h=B+a+б+h_1,$$

где B — измерениая в иатуре наибольшая высота лопатки;

a, $б$ — торцевые зазоры в лопатках;

h_1 — измеренная высота от верхней обтекаемой плоскости статора до опориой поверхности его верхнего фланца.

Если полученная высота меиьше необходимой, то под крышку турбииы или верхиее кольцо иаправляющего аппарата следует подложить прокладку иужиой толщииы из парусины, смазанной свиицовым суриком. В случае большей высоты под нижиее кольцо надо подложить соответствующие металлические прокладки. Такие же проверки производятся при установке верхнего кольца иаправляющего аппарата или статора, когда иижиее кольцо направляющего аппарата забетоиироваио.

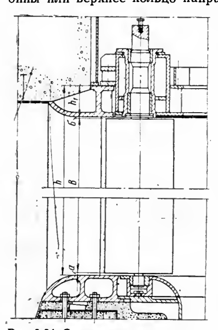


Рис. 8-24. Схема проверки высоты направляющего аппарата.

Устаиовка иаправляющих лопаток в гнезда иижнего кольца в радиальио-осевых турбииах и в поворотиолопастиых турбинах с отъемиым верхиим кольцом направляющего аппарата производится сверху. В поворотнолопастиых турбинах с устаиовлениым верхним кольцом иаправляющего аппарата лопатки ставятся также сверху, если в верхием кольце есть соответствующие отверстия, или заводятся снизу при их отсутствии. По окончаиии устаиовки всех иаправляющих лопаток опускается иа место крышка турбииы или верхиее кольцо иаправляющего аппарата и производится их центровка по легкости вращения направляющих лопаток от руки с помощью специальиого ключа. Для этого крышка турбииы или верхнее кольцо иаправляющего аппарата устанавливается на лопатки с шестью — восемью закреплеииыми подшипииками.

По окончании проверки крышки турбины или верхнего кольца по оси агрегата и легкости вращения лопаток на место устанавливаются все подшипники направляющих лопаток с уплотнениями и подводятся трубки для смазки подшипииков и для отвода воды, просачивающейся через уплотнеиия. Затем устаиавливаются рычаги лопаток с помощью приспособлеиия (рис. 8-25) и производятся подвешиваие на рычагах и выверка торцевых зазоров между лопатками и нижним кольцом иаправляющего аппарата и крышкой турбииы или верхиим кольцом. Подвешивание лопаток и регулироваие зазоров осуществляются с помощью болтов, опирающихся головкой на крышку рычага. При этом

верхний зазор должен быть немного меньше нижнего с учетом некоторого прогиба крышки турбины под нагрузкой и возможного износа опорных поверхностей рычагов. После вывешивания лопаток рычаги закрепляются на цапфах лопаток разъемными шпонками, устанавливаемыми перпендикулярно образующей цапфы. Вертикальные плоскости между соприкасающимися лопатками должны быть проверены и при необходимости подогнаны так, чтобы зазор между ними в лопатках с резиновыми уплотнениями был равномерным и обеспечивал зажатие резины, а в лопатках с металлическим уплотнением — отсутствовал. После этого в поворотно-лопастных турбинах монтаж направляющего аппарата прекращается до установки рабочего колеса и крышки турбин, а в радиально-осевых продолжается дальше.

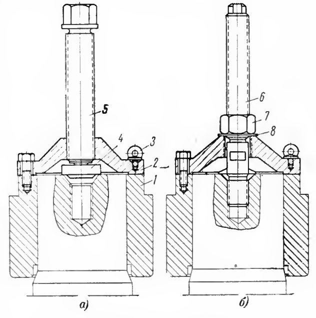


Рис. 8-25. Приспособление для насадки и съема рычагов направляющих лопаток.

а — насадка рычагов; *б* — съем рычагов; *1* — рычаг; *2* — корпус; *3* — рым-болт; *4* — подкладка; *5* — винт; *6* — шпилька; *7* — гайка; *8* — шайба.

Опора регулирующего кольца устанавливается на крышке турбины на монтажной площадке или в шахте агрегата, выверяется по осям агрегата в соответствии с заводскими метками и закрепляется болтами. Перед установкой регулирующего кольца на место ванна опоры заполняется густой смазкой. Установленное регулирующее кольцо проверяется по высотному положению проушин, которое должно соответствовать высотному положению штоков сервомоторов. С помощью талей или вручную проверяется также легкость поворота кольца в пределах его хода.

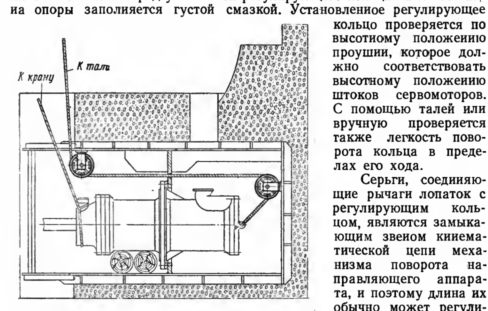


Рис. 8-26. Установка сервомотора на место.

Серьги, соединяющие рычаги лопаток с регулирующим кольцом, являются замыкающим звеном кинематической цепи механизма поворота направляющего аппарата, и поэтому длина их обычно может регулироваться при установ-

Между лопатками №	Зазоры между лопатками по вертикали					
	a_1 (по металлу) в сечениях			a_2 (по резине) в сечениях		
	1—1	2—2	3—3	1—1	2—2	3—3
1—2						
2—3						
. . .						
. . .						
31—32						
32—1						

Размер	б	в
По чертежу		
Фактический средний зазор		
Отклонение среднего зазора		
Допустимые отклонения по ТУ		

Ориентировка лопаток по осям X, Y	№ лопаток	Торцевые зазоры							
		по металлу				по резиновому уплотнению			
		$б_1$	$б_2$	$в_1$	$в_2$	$г_1$	$г_2$	$д_1$	$д_2$
	1								
	2								
	. . .								
	. . .								
	31								
	32								

Рис. 8-27. Формуляр зазоров в направляющем аппарате.

ке с помощью резьбы разного направлеиия в головках серег. Перед устаиовкой серег все лопаткн должны быть закрыты н по возможности стянуты по периферни тросом или хомутом. Регулнрующее кольцо также устаиавливается иа закрытие и в этом положеини времеино закрепляется, после чего пронзводится устаиовка серег на рычагн н проушииы регулирующего кольца н закреплеиие нх без постаиовки срезиых болтов. Затем последовательио устаиавливаются на всех серьгах срезные болты с регулировкой длииы серег.

Сервомоторы направляющего аппарата перед установкой следует тщательно очнстить, осмотреть н проверить, а прн необходимостн и разобрать. При установке сервомоторы, располагаемые как в специальных шахтах, так н на крышке турбииы, должны быть выверены по положеиию нх осей в плане и по высоте в соответствии с положеннем проушнн регулнрующего кольца. Способ монтажа сервомотора в шахте показан иа рис. 8-26. Соединение штока сервомотора с проушнной регулирующего кольца осуществляется спецнальной гайкой, нмеющей на коицах резьбу разного направлеиня, что дает возможность регулнровать длнну штока сервомотора.

Постаиовка резнновых уплотненнй в тело лопаткн, а также в нижнее кольцо направляющего аппарата н в крышку турбины (верхнее кольцо направляющего аппарата) пронзводится с помощью спецнального уст-

Таблица 8-8

Допустимые местные зазоры между смежными лопатками направляющего аппарата без резиновых уплотнений

Высота лопатки, *мм*	500	1 000	1 500	2 000	3 000	4 000
Величииа зазора, *мм* (ие более) . . .	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30

Примечание. Зазоры замериются в закрытом положении направляющего аппарата и при снятом с сервомоторов давлении; общая длина всех местных аазоров между каждой парой лопаток не должна превышать 20% высоты лопатки.

ройства при полностью открытом направляющем аппарате, после чего проверяются действие кинематической цепи направляющего аппарата, величины открытия направляющих лопаток и зазоров между ними.

Проверка действия направляющего аппарата производится после подачи в сервомоторы масла под давлением. При этом проверяются состояние и работа всех деталей направляющего аппарата, легкость хода его, а также давление масла, обеспечивающее открытие и закрытие направляющих лопаток. Затем кинематической цепи направляющего аппарата придается натяг, погашающий зазоры в соединениях отдельных деталей и создающий упругую деформацию всей цепи, обеспечивая этим плотное закрытие направляющего аппарата и минимальные протечки воды через него. Величина натяга задается заводом-изготовителем и обычно находится в пределах 4—8 *мм.* Для создания натяга направляющий аппарат закрывается и снимается давление с сервомоторов, а затем длина штоков, с помощью гайки на головке их, изменяется на заданную величину натяга.

В направляющих аппаратах с резиновыми уплотнениями подгонка лопаток и натяг должны обеспечивать плотное и равномерное обжатие резины при сервомоторе, находящемся на статоре, а величина зазоров между металлическими поверхностями смежных лопаток должна находиться в пределах 0,5—0,8 *мм.* Вертикальные зазоры между смежными лопатками без резиновых уплотнений допускаются только местные не превышающие величин, приведенных в табл. 8-8. Фактическая величина торцевого зазора между металлической поверхностью лопатки и нижним кольцом направляющего аппарата или крышки турбины определяется как среднее арифметическое соответствующих зазоров, замеренных по каждой лопатке. Формуляр замера зазоров в направляющем аппарате приведен на рис. 8-27.

Полное открытие направляющего аппарата должно соответствовать проектному с допустимыми отклонениями в пределах ±5%. Величина открытия определяется как среднее арифметическое замеров открытий, произведенных в трех плоскостях по высоте между четырьмя парами лопаток, расположенными по взаимно перпендикулярным осям агрегата. В процессе предпусковых испытаний проверяются также зависимость открытия направляющего аппарата от хода поршня сервомотора, а для поворотнолопастных турбин, кроме того, зависимости разворота лопастей от открытия направляющего аппарата и от хода поршня сервомотора рабочего колеса.

По окончании всех проверок направляющего аппарата положение нижнего кольца, крышки турбины и сервомоторов фиксируется контрольными штифтами. Кинематическая связь механизма поворота направляющего аппарата фиксируется рисками или кернами, наносимыми на штоке сервомотора, регулирующей гайке и головке штока.

8-6. РАБОЧИЕ КОЛЕСА РАДИАЛЬНО-ОСЕВЫХ ГИДРОТУРБИН

Рабочие колеса крупных радиально-осевых турбин больших весов и габаритов, изготовляемых разъемными, обычно на заводе полностью не собираются и поставляются в виде отдельных элементов. Технология сборки таких рабочих колес на монтаже представляет значительные трудности, и выполнение сборочных работ занимает много времени (порядка 25—30 дней и даже более). Поэтому сборка разъемных рабочих колес должна начинаться заранее, с тем чтобы к моменту окончания монтажа направляющего аппарата и выхода основного эксплуатационного крана на блок монтируемого агрегата можно было сразу опускать рабочее колесо на место и развертывать работы по дальнейшему монтажу гидроагрегата.

Неразъемные рабочие колеса, изготовляемые цельнолитыми или сварными, поставляются полностью собранными с насаженными и закрепленными кольцами лабиринтных уплотнений. В рабочих колесах больших габаритов лабиринтные кольца могут поступать отдельно и насаживаться на месте установки. Статическая балансировка неразъемных рабочих колес производится на заводе. Сборка таких колес заключается в установке на место обтекателя и колец лабиринтных уплотнений, а также в соединении колеса с валом турбины. Технология этих операций достаточно проста и аналогична технологии рассматриваемых ниже операций при сборке и установке разъемных рабочих колес.

Сборка разъемных колес. Разъемные рабочие колеса могут состоять из двух или трех частей, соединяемых между собой по верхнему ободу болтами, а по нижнему ободу — бандажом, устанавливаемым в нагретом состоянии с натягом или электросваркой. Если бандаж нижнего обода по транспортным условиям не может быть доставлен на место установки в целом виде и необходимо сваривать его из отдельных частей на монтаже, то целесообразно просто сваривать нижний обод, так как условия и технология сварки бандажа не проще, чем сварки обода. В последних отечественных конструкциях крупных рабочих колес соединение нижнего обода при монтаже осуществляется электросваркой.

Сборка разъемного колеса производится на специальных монтажных тумбах. Опорная поверхность всех тумб должна находиться в одной горизонтальной плоскости, что проверяется нивелированием и обеспечивается соответствующими подкладками. Высота монтажных тумб должна быть порядка 700—800 *мм* для удобства выполнения работ внутри рабочего колеса.

Первый элемент колеса устанавливается на тумбы, и с помощью домкратов и соответствующих подкладок выверяется горизонтальность его верхнего фланца. Затем последовательно устанавливаются остальные элементы и соединяются между собой по верхнему ободу постоянными припасованными болтами и шпильками, а по нижнему — временными болтами, устанавливаемыми в сборочные проушины. Подгонка стыков для совпадения соединительных отверстий производится с помощью домкратов.

При соединении элементов должно быть обеспечено полное отсутствие уступов в их стыках, а также плотность всех стыковых соединений. Зазоры в стыках допускаются только местные величиной не более 0,1 *мм* и суммарной площадью не свыше 20% общей площади стыка. Особое внимание следует обращать на плотность стыков и отсутствие уступов на верхнем фланце колеса, который соединяется с фланцем вала турбины. Фиксация стыковых соединений отдельных элементов колеса между собой осуществляется заводскими контрольными штифтами.

Насадка бандажей на обод колеса является ответственной операцией и должна выполняться особо тщательно. Для определения правильности изготовления бандажа и обеспечения создания им необходимого натяга следует проверить диаметр бандажа в холодном состоянии. В бандажах с конусным местом посадки эта проверка производится установкой бандажа на нижний обод. При этом нижний торец бандажа не должен доходить до ограничительного буртика на ободе на величину, определяемую на заводе и указанную на чертеже. Если такого указания в чертеже нет, то это расстояние можно определить по формуле

$$a = \frac{n}{\operatorname{tg} \alpha}, \qquad (8\text{-}1)$$

где a — требуемое расстояние до буртика, *мм*;

n — величина натяга, обычно принимаемая от 4 до 6 *мм*;

α — угол конусности бандажа.

Прн проверке размера бандажа необходнмо нметь в внду, что еслн он намного не доходнт до своего посадочного места, то прн посадке в горячем состояннн бандаж получнт чрезмерно большне напряження н возннкнет опасность разрыва его в процессе посадки или в работе. В случае, еслн бандаж доходнт очень блнзко к буртнку, получнтся малый натяг, не обеспечивающнй прочного и надежного соедннення обода колеса.

Одновременно с проверкой днаметра бандажа следует проверить соответствне конусностн бандажа с конусностью обода. Для этого необходнмо прн посадке бандажа в холодном состояннн проверить щупом налнчне н велнчнну зазоров между бандажом н ободом сверху н сннзу. Еслн зазоры нмеются вннзу, то бандаж нмеет конусность бо́льшую, чем обод, н прн посадке натяг вннзу будет меньше. Налнчне зазора сверху покажет бо́льшую конусность обода н уменьшенне натяга вверху. Исправить этот дефект невозможно, н по решенню заводанзготовнтеля следует лнбо допустить разлнчные напряження в бандаже по его высоте, лнбо заменнть его другнм.

Днаметр цнлнндрнческого бандажа необходнмо проверять непосредственнымн замерамн бандажа н посадочного места. При этом днаметр бандажа можно замерить штнхмассом, а для замера днаметра посадочного места надо нметь спецнальную скобу. Разннцу днаметров определяют сопоставленнем штнхмасса с размером на скобе.

Нагрев бандажа может пронзводнться несколькнмн одновременно работающнмн мощнымн форсункамн нлн электрнческнм током. В обоих случаях нагрев должен быть равномерным по окружностн бандажа. Нагрев бандажа должен обеспечнть увелнченне внутреннего днаметра его на заданную велнчнну н некоторый запас расшнрення на остыванне бандажа в процессе насадкн. Это увелнченне может быть прннято равным 1,6—1,8 велнчнны натяга. Тогда температуру нагрева можно определнть по формуле

$$t = \frac{\Delta d}{d\alpha} + t_0, \qquad (8\text{-}2)$$

где Δd — требуемое увелнченне внутреннего днаметра бандажа, *мм*;

d — внутреннний днаметр бандажа, *мм*;

α — коэффнцнент лннейного расшнрення, равный для сталн $1,12 \cdot 10^{-5}$;

t_0 — температура бандажа до нагрева.

По достнженнн бандажом заданной температуры проверяется штнхмассом расшнренне бандажа, которое должно соответствовать значенню, определенному до нагрева, после чего бандаж стропнтся за временные проушины н быстро устанавлнвается на посадочное место. Прн этом особенно важно, чтобы посадочные места у бандажа н обода былн чнстымн.

Еслн в плоскость разъема рабочего колеса попадают лопаткн, то сварка нх пронзводнтся после насадкн бандажа. Сварной шов по окончаннн сваркн должен быть тщательно зачнщен шлнфовальной машннкой.

Сборка разъемного колеса со сварным нннжннм ободом пронзводнтся так же, как н сборка колеса с бандажным соедннением ннжнего обода. Соедннение ннжнего обода выполняется ручной электродуговой сваркой по спецнальной технологнн, разрабатываемой заводом-нзготовнтелем.

Подготовка стыков обода к сварке заключается в тщательной зачнстке плоскостей разъема н кромок разделкн от ржавчины, грязн н заусенцев и проверке плотностн соедннення сопрягаемых элементов обода. После сборкн колеса временные болты ннжнего обода ослаб-

ляют и стыки раздвигают иа величииу, требуемую технологией сварки. Перед иачалом сварки во избежаиие появлеиия трещин в околошовной зоне производится местный подогрев стыков до температуры 200° С. С целью обеспечения равиомериости деформации обода при сварке заварку всех стыков обода следует производить одиовремеино. При этом каждый стык должеи завариваться сразу с обеих сторон обода.

По окончании сварки обода срубаются все временные соединительные проушииы, а сварные швы и места проушии тщателио зачищаются шлифовальиой машиикой. Качество сварки и околошовная зона проверяются ультразвуковым методом. Для снятия сварочных напряжений в ободе все сварные швы после зачистки их подвергаются термической обработке нагревом с помощью индуктора переменного тока.

Сборка рабочего колеса заканчивается установкой иа верхний и нижиий ободы лабириитиых колец, состоящих обычио из двух половин. Половины лабиритиых колец стягиваются между собой специальным приспособлением и свариваются с последующей зачисткой сварного шва по шаблону ручной шлифовальной машинкой или специальным станком. После этого для проверки уравновешенности массы собранного рабочего колеса производится его статическая балансировка, техиология выполиеиия которой будет описаиа ниже.

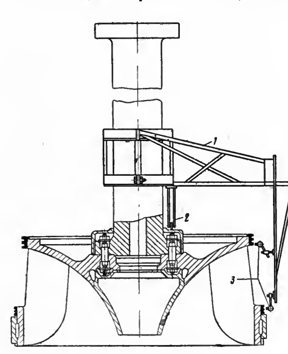


Рис. 8-28. Приспособлеиие для проверки коицеитричности лабиринтиых колец.

1 — приспособление проверочное; *2* — опоры с катком; *3* — индикаторы.

Вал турбины соединяется с рабочим колесом на монтажной площадке. Устаиовки его иа рабочее колесо производится с помощью специальных проушин, закрепленных на фланце вала болтами. При устаиовке вал фиксируется относительно рабочего колеса по заводским меткам, наиесенным на фланцах вала и колеса. В разъемных рабочих колесах отверстия под болты в сопрягаемых фланцах вала и колеса растачивают на заводе обычно с припуском, учитывая, что окончательная расточка отверстий будет произведеиа иа моитаже после сборки рабочего колеса. Объясияется это опасиостью несовпадения отверстий из-за возможной деформации элемеитов рабочего колеса при транспортировке и возможиом длительиом хранении. Установленный вал вначале закрепляется иа рабочем колесе временными болтами, а затем отверстия под болты последовательио растачиваются с помощью специального приспособлеиия и устанавливаются соединительиые болты. Порядок затягиваиия и проверки прочиости соедииеиия и равномериости напряжения болтов приведен ранее в гл. 7. Если отвер-

стия растачиваются на заводе полностью, то болты устанавливаются согласно нумерации, нанесенной на них и у отверстий на фланце.

Проверка концентричности лабиринтных колец на верхнем и нижнем ободе рабочего колеса производится с помощью специального приспособления, устанавливаемого на вал, как показано на рис. 8-28. Неконцентричность лабиринтных колец относительно вала допускается в пределах до 0,1 величины одностороннего зазора в лабиринтном уплотнении.

На рабочее колесо со сварным нижним ободом до установки лабиринтных колец устанавливается вал и временно присоединяется к нему. На вал ставится и закрепляется специальное приспособление с шлифовальной головкой (рис. 8-29), с помощью которого индикатором проверяется концентричность посадочных мест под нижнее и верхнее лабиринтные кольца и производятся шлифовка сварных швов на нижнем ободе, а также устранение выявленной неконцентричности, после чего устанавливаются, стягиваются и свариваются лабиринтные кольца. Обработка сварных швов, проверка концентричности колец и устранение неконцентричности осуществляются тем же приспособлением. По окончании установки и выверки лабиринтных колец вал с приспособлением снимается и производится балансировка рабочего колеса. Затем вал вновь устанавливается на колесо, соединяется с ним постоянными болтами и рабочее колесо переносится на выкладки для соединения с обтекателем.

Рис. 8-29. Приспособление для шлифовки обода и лабиринтных колец.

Балансировка рабочего колеса. Рабочие колеса гидротурбин имеют сложную конфигурацию, что затрудняет их полную механическую обработку; материал отливок элементов колеса неоднороден, и масса колеса распределяется неравномерно относительно оси вращения, вследствие этого в процессе работы агрегата могут возникать недопустимые вибрации.

Уравновешивание массы рабочего колеса относительно оси вращения производится на заводе путем статической балансировки. Однако в связи с возможными деформациями элементов разъемного рабочего колеса, неодинаковостью толщины и размеров бандажей, лабиринтных колец и временных соединительных проушин, а также размеров сварных швов и неоднородностью их заводская балансировка нарушается, и при монтаже должна обязательно производиться повторная балансировка разъемных рабочих колес.

Балансировка рабочего колеса производится способом свободного подвешивания его на шаре, установленном в балансировочном устройстве, как показано на рис. 8-30. Балансировочное устройство состоит из опорной тумбы *1*, устанавливаемой на монтажной площадке, стальной закаленной и шлифованной плиты *2*, на которую опирается шар *3*, закрепленный в балансировочной конструкции *4*. Одним из основных условий точности балансировки рабочего колеса является правильность положения его центра тяжести относительно точки опоры — центра шара. Для устойчивости положения рабочего колеса на балансировочном устройстве и обеспечения безопасности работ при балансировке центр тяжести колеса должен всегда находиться ниже центра шара. Однако слишком низкое положение центра тяжести понижает чувствительность балансировочного устройства, а следовательно, и точность балансировки. Повышение центра тяжести до $h=0$ приводит к безразличному состоянию рабочего колеса, а при дальнейшем повышении центра тяжести колеса наступает неустойчивое равновесие его и колесо может упасть с балансировочного устройства при небольшом случайном толчке. Поэтому величина h должна быть такой, чтобы обеспечивались достаточно высокая точность балансировки и устойчивое положение рабочего колеса. Рекомендуемые оптимальные величины h приведены в табл. 8-9.

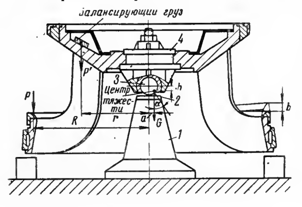


Рис. 8-30. Схема балансировки рабочего колеса.

Таблица 8-9

Рекомендуемые величины h при балансировке рабочих колес радиально-осевых турбин

Вес балансируемого рабочего колеса, *т*	5	10	50	100	200
Величины *h*, *мм*	20—40	30—50	40—60	50—80	70—100

Практически положение центра тяжести рабочего колеса на балансировочном устройстве определяется следующим образом. Рабочее колесо устанавливается так, чтобы центр тяжести его находился заведомо ниже точки опоры, после чего на нижний обод помещается небольшой груз, который выведет рабочее колесо в новое положение равновесия. При этом обод опустится вниз, а центр тяжести сместится в сторону. Условие равновесия в этом случае обеспечивается равенством моментов:

$$PR = Ga + G\mu, \tag{8-3}$$

где P — приложенный груз, *кГ*;

R — радиус приложенного груза, *мм*;

G — вес рабочего колеса, *кг*;

a — величина смещения центра тяжести, *мм*;

μ — коэффициент трения качения.

Величиина смещения $a=h\,\mathrm{tg}\,\alpha$, ио из геометрического подобия углов $\mathrm{tg}\,\alpha=b/R$, поэтому $a=hb/R$. Подставляя значеиие a в формулу (8-3), получим:

$$PR=\frac{hb}{R}G+G\mu, \tag{8-4}$$

следовательно, расстояиие от центра тяжести рабочего колеса до точки опоры

$$h=\frac{(PR-G\mu)R}{Gb}. \tag{8-5}$$

Балансировка рабочего колеса осуществляется в следующем порядке. Опорная тумба устанавливается на монтажной плите до сборки рабочего колеса. При этом поверхность стальной шлифованной плиты должна быть горизонтальной, что проверяется уровнем и обеспечивается постановкой подкладок под основание опорной тумбы. Опорная коиструкция с шаром устаиавливается в рабочее колесо снизу, расцентровывается в выточках колеса и закрепляется так, чтобы центр шара иаходился заведомо выше предполагаемого цeнтра тяжести рабочего колеса. Затем рабочее колесо с приспособлением плавно опускается краиом на опорную тумбу до соприкосновения шара с плитой. Устойчивость рабочего колеса на балансировочной тумбе определяется в подвешеином состоянии при ослабленных тросах во избежание возможиого опрокидывания колеса. Для этой же цели под нижний обод иа сборочиые тумбы устаиавливаются деревяиные или металлические подкладки с зазором, обеспечивающим колебания колеса при балансировке. Если рабочее колесо иеустойчиво, то необходимо подиять шар с помощью регулировочиого винта.

На верхний обод колеса устанавливаются четыре уровня, и, иакладывая на иижний обод грузы разного веса с более легкой стороны колеса, по уровиям выравиивают горизонтальность плоскости верхнего обода. После этого проверяют центр тяжести рабочего колеса, установив на нижием ободе груз, достаточный для смещения места его приложения на 1—2 *мм*. По формуле (8-4) определяют величиину h и сопоставляют ее с заданной заводом или приведенной в табл. 8-9. Если получится величиииа больше требуемой, то рабочее колесо приподнимают на балаисировочном устройстве регулировочным винтом и положение цеитра тяжести доводят до иеобходимого. Проверяют также чувствительность балаисировочиого устройства устаиовкой миниимального груза $P_{мин}$, величину которого определяют по формуле (8-3), считая, что рабочее колесо должио наклониться на величину 0,5—1,0 *мм* в месте приложеиия груза. Затем вновь производится уравиовешивание рабочего колеса путем корректировки устаиовленного ранее груза и доведения положения плоскости верхиего обода до строго горизоитальиого.

Горизоитальиость положеиия рабочего колеса при балаисировке может проверяться также замерами штихмассом или щупом расстояиия между поверхностью тумб, на которых производилась сборка рабочего колеса, и обработанной нижней поверхностью нижнего обода. Для этого поверхность всех сборочных тумб перед установкой рабочего колеса приводится с помощью металлических подкладок к одной горизоитальной плоскости, что проверяется нивелированием. При этом зазоры между ободом и тумбами должны допускать колебания колеса при балаисировке.

После приведения рабочего колеса в равновесие определяется возможный небаланс колеса, вызываемый инерцией его и треиием в опорных деталях балансировочиого устройства. Для этого накладывают грузы, выводящие рабочее колесо из равновесия иа одну и ту же

велнчину наклона, в шестн — восьмн точках по окружностн обода. Велнчнна оставшегося небаланса определяется как полусумма макснмального и минимального грузов. Груз, уравновешивающий этот небаланс, должен быть установлен в точке прнложення максимального груза.

По окончании уравновешнвания рабочего колеса балансировочные грузы надежно закрепляются на колесе и защищаются от воздействня потока. Устанавливать н закреплять грузы целесообразно наверху рабочего колеса под защитным кожухом. Прн установке величины грузов должны быть пересчитаны в связн с нзменением радиусов нх закрепления.

Окончательная проверка баланснровкн производится после закреплення грузов. При этом точность уравновешивання системы считается удовлетворнтельной, если миннмальный груз, прикладываемый в противоположных направленнях на одном диаметре, отклоняет рабочее колесо на одну и ту же велнчину. Обычно точность балансировки считается достаточной, если момент не более 0,2 *кГ·м* выводнт снстему из равновесня.

Установка ротора гидротурбины на место. Ротор радиально-осевой турбнны, состоящий из рабочего колеса и вала, устанавливается на обработанную верхнюю поверхность нижнего фланца фундаментного кольца. Подготовка места установки заключается в тщательной очнстке поверхности фланца н постановке на него мерных подкладок илн парных клиньев в четырех — восьмн точках в зависимостн от веса ротора. Подкладкн должны располагаться в одной горизонтальной плоскости и нметь такую высоту, чтобы верхняя плоскость фланца вала турбины после установки была ниже проектной на величину, равную высоте центрнрующего буртика фланца с запасом в 4—6 *мм*. Запас этот необходнм для того, чтобы прн установке ротора генератора фланец его вала не соприкасался с фланцем турбинного вала и не нарушал центровку турбины.

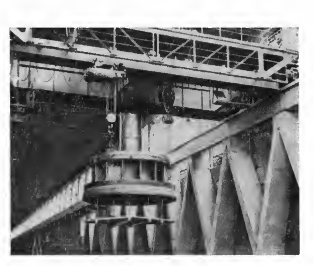
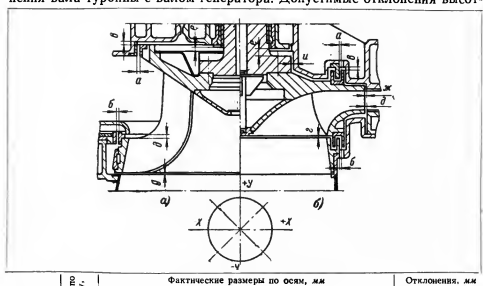


Рис. 8-31. Транспортировка рабочего колеса к месту установки.

Рабочее колесо удобно соедннять с валом на монтажной площадке н в собранном внде устанавливать на место. Однако если грузоподъемность или высота подъема крюка крана не позволяют этого, то рабочее колесо н вал устанавлнваются раздельно н соедняются в проектном положенин. Строповка ротора пронзводится с помощью специального прнспособлення в внде проушины, закрепленной на фланце вала, после чего ротор транспортируется к месту установкн (рис. 8-31) и опускается на подготовленные подкладкн.

Прн установке рабочего колеса его следует расцентровать сразу возможно точнее по зазору между статором н ннжнни ободом, а прн налнчин ннжнего уплотнення обода — н по зазору в этом уплотненнн.

В случае необходимости колесо перемещается с помощью клиновых подкладок, устанавливаемых ранее в зазоре. Вертикальность ротора проверяется уровнем по плоскости верхнего фланца вала, и отклонения устраняют изменением толщины подкладок под нижним ободом колеса. Проверяется высотное положение ротора нивелированием фланца вала и замером зазора между нижним ободом и фланцем фундаментного кольца. Зазор должен быть равен проектному за вычетом величины, на которую опущено рабочее колесо для возможности соединения вала турбины с валом генератора. Допустимые отклонения высот-



Обозначение замеров	Размер по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*								Отклонения, *мм*	
		+ *Y*	+*Y*+*X*	+*X*	+*X*—*Y*	—*Y*	—*Y*—*X*	—*X*	—*X*+*Y*	фактические максимальные	допустимые по ТУ
Монтажное положение											
а											
а'											
б											
е											
ж											
и											
После поворота вала на 180°											
а											
а'											
б											

Обозначения		*в*	*д*	*е*
Размеры, *мм*	по чертежу			
	фактический			

Примечания: 1. *а'* — зазоры в лабиринте, измеренные индикатором при отжатии рабочего колеса.

2. Размер *е* определяют как результат замеров, произведенных до установки вкладыша подшипника на место.

3. Замер *в* следует произвести до установки корпуса подшипника.

Рис. 8-32. Формуляр установки рабочего колеса радиально-осевой турбины.
а — средненапорная турбина; *б* — высоконапорная турбина.

Таблица 8-10

Допуски на установку рабочих колес поворотнолопастных и радиально-осевых турбин

Высотное положение рабочего колеса	Место замеров	Обозначение в формуляре	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре рабочего колеса, *м*				
			2,0	3,0	5,0	7,2	9,3
Поворотнолопастной турбины	От верхней плоскости нижнего кольца направляющего аппарата до верхнего торца втулки рабочего колеса	*г*	—	3	4	5	6
Радиально-осевой турбины	От нижней плоскости нижнего обода рабочего колеса до опорной поверхности в расточке фундаментного кольца	*г*	1	2	2,5	3	—

ного положения рабочего колеса приведены в табл. 8-10. Эта центровка турбины является предварительной, окончательная производится более точно после установки крышки турбины и будет описана ниже. Формуляр установки рабочего колеса (рис. 8-32) составляется после соединения валов турбины и генератора и окончательной центровки ротора гидроагрегата.

Нижнее неподвижное кольцо лабиринтного уплотнения удобнее устанавливать на рабочее колесо на монтажной площадке, расцентровать его по колесу и зафиксировать на нем, а затем опустить вместе с рабочим колесом и закрепить на месте. Если по конструктивным условиям осуществить этого нельзя, то уплотнение устанавливается на место после опускания рабочего колеса и предварительной центровки его. Фактические величины зазоров в уплотнениях не должны отклоняться от проектных более чем на 20%.

8-7. РАБОЧИЕ КОЛЕСА ПОВОРОТНОЛОПАСТНЫХ ГИДРОТУРБИН

Детали и узлы рабочих колес поворотнолопастных турбин по монтажным признакам можно условно разделить на две группы. К первой группе относятся детали конструктивно однообразные для всех типов колес: корпус втулки, крышка цилиндра сервомотора, рабочие лопасти и их уплотнения, днище, обтекатель. Вторая группа охватывает детали механизма поворота и его привода, и в зависимости от конструктивного типа колеса в нее входят: рычаги, серьги, цапфы, поршень, шток сервомотора, крестовины.

Монтаж рабочих колес поворотнолопастных турбин осуществляется в два этапа. Вначале на монтажной площадке производится укрупнительная сборка рабочего колеса, выполняемая в следующем порядке:

1) установка корпуса втулки колеса на монтажной площадке;
2) сборка и установка на место механизма поворота;
3) установка поршня сервомотора и штока;
4) установка крестовины и соединение ее с серьгами;
5) установка лопастей рабочего колеса;
6) монтаж уплотнений лопастей;
7) установка днища, испытание и проверка сборки рабочего колеса.

Затем рабочее колесо опускается на место и производится предварительная центровка его, после чего на место устанавливаются крышка рабочего колеса, штанги и вал турбины.

Сборка рабочих колес крестовинного типа может производиться с кантовкой втулки, когда механизм поворота лопастей собирается сверху во втулке, повернутой на 180°, а затем втулка кантуется в проектное положение, в котором и продолжается сборка всех осталь-

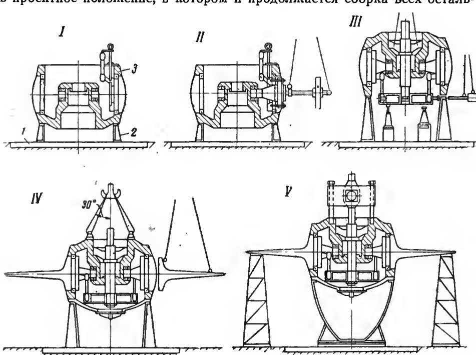


Рис. 8-33. Схема сборки рабочего колеса крестовинного типа с кантовкой втулки.

ных деталей рабочего колеса. Для устранения необходимости кантовки втулки вся сборка рабочего колеса может производиться в проектном положении втулки, но в этом случае детали механизма поворота лопастей должны заводиться снизу с помощью специального приспособления. Разница в обоих вариантах сборки заключается в основном лишь в способе установки деталей механизма поворота лопастей. В связи с этим ниже в качестве основного варианта рассмотрена сборка рабочего колеса с кантовкой втулки (рис. 8-33) и дополнительно приведено описание сборки механизма поворота лопастей без кантовки втулки.

На специальной сборочной плите *1*, заделанной в пол монтажной площадки, устанавливаются и закрепляются четыре металлические тумбы *2* высотой 600—800 *мм*, на которые и ставится втулка *3*, предварительно раскантованная так, чтобы нижний фланец ее был сверху. Одновременно или даже ранее на монтажной площадке собираются рычаги и серьги с временным закреплением серьги на пальце рычага. Затем в рычаг устанавливается удлиненный рым-болт, к которому параллельно его оси закрепляется серьга. В таком собранном виде рычаг с серьгой стропится за рым-болт, устанавливается во втулке согласно маркировке и подвешивается с помощью рым-болта к нижнему фланцу втулки с предварительной прицентровкой рычага по расточке во втулке (рис. 8-33,*I*). Заводка цапф на место выполняется с помощью специального приспособления с противовесом (рис. 8-33,*II*), после чего в установленные цапфы и рычаги закладываются направляющие шпон-

кн. Подтягивание цапф на место во втулку и закрепление к рычагам производится постоянными болтами крепления лопастей с постановкой под их головки временных трубчатых шайб, высота которых равна толщине фланца лопасти. При этом проверяются зазоры между наружной поверхностью фланца цапфы и бронзовым кольцом во втулке, а также плотность сопряжения рычага с цапфой. По окончании соединения цапф с рычагом крепление серьги к рычагу и фланцу втулки и рым-болты снимаются, рычаги развертываются в такое положение, чтобы все серьги опустились во втулку, и в этом виде рычаги закрепляются к нижнему фланцу втулки для предотвращения повреждений при кантовке втулки.

Во время кантовки втулки в рабочее положение на монтажной плите устанавливаются и закрепляются монтажные колонны такой высоты, чтобы обеспечивалась возможность насадки снизу на шток сервомотора крестовины, располагаемой на домкратах между колоннами. Раскантованная на 180° втулка устанавливается и закрепляется на монтажных колоннах.

Шток и поршень сервомотора собираются заранее над каким-либо проемом и соединяются между собой разъемным закладным кольцом, которое входит в кольцевую выточку штока и крепится к поршню болтами с прихваткой их головок к кольцу электросваркой. Затем поршень со штоком осторожно опускают в цилиндр сервомотора, крестовина насаживается на шток с помощью установленных под ней домкратов до упора в буртик. Одновременно крепление механизма поворота к нижнему фланцу втулки снимается, серьги опускаются вниз и заводятся в проушины крестовины при ее подъеме. Крепится крестовина к штоку, так же как и поршень, разъемным закладным кольцом. Пальцы соединения серьги с крестовиной заводятся на место с помощью специального приспособления с противовесом (рис. 8-33,*III*).

Для присоединения днища собранная втулка рабочего колеса поднимается краном и относится в сторону, а на монтажные колонны устанавливается днище. Затем втулка переносится и опускается над колоннами и к ней на весу подтягивается и закрепляется болтами днище, после чего втулка опускается на колонны. Для предотвращения протечек масла между сопрягаемыми поверхностями втулки и днища закладывается прокладка.

В случае, когда уплотнения лопастей расположены под фланцами лопастей, установка лопастей на место производится после сборки и регулировки уплотнений. При наружных съемных уплотнениях лопасти устанавливаются до монтажа уплотнений. Перед установкой лопастей цапфы следует развернуть в положение, соответствующее полному закрытию лопастей, и затем поставить в цапфы цилиндрические шпонки.

Строповка лопасти производится тросами с помощью специальных рым-болтов, один из которых устанавливается на фланце, а два — на пере лопасти (рис. 8-33,*IV*). Для возможности регулировки положения лопасти относительно отверстия во втулке при установке в тросы, захватывающие перо лопасти, целесообразно встроить стяжку или ручную таль. Установку лопасти следует производить осторожно после тщательной выверки ее фланца. Окончательно лопасть ставится на место и притягивается к цапфе несколькими постоянными болтами. Фланец лопасти должен прилегать к цапфе плотно, так чтобы щуп 0,03 *мм* в сопряжение не проходил. Замер плотности сопряжения производится через свободные отверстия соединительных болтов. Затем устанавливается и равномерно затягивается лопасть, расположенная напротив. В таком же порядке устанавливаются и все остальные лопасти.

Способ сборки рабочих колес крестовинного типа в проектном положении втулки без кантовки ее значительно проще приведенной выше сборки колеса с кантовкой втулки, но он требует применения специаль-

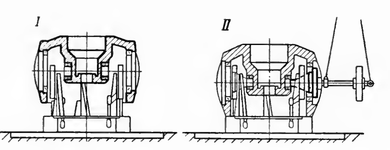


Рис. 8-34. Схема сборки рычагов, серег и цапф без кантовки втулки.

ного приспособления, с помощью которого производится установка рычагов и серег. Для осуществления такой сборки на монтажной плите закрепляется приспособление, на котором собираются рычаги и серьги. При этом рычаги устанавливаются так, чтобы плоскость их фланцев была вертикальной. Под нижние головки серег ставятся домкраты, которыми и производится высотное перемещение рычагов и серег в процессе соединения их с цапфами. На собранные механизмы поворота после проверки правильности их положения опускается втулка (рис. 8-34,*I*) и устанавливается несколько выше рычагов с тем, чтобы при заводке цапф рычаги и серьги можно было приподнимать домкратами. Затем с помощью приспособления с противовесом устанавливаются цапфы (рис. 8-34,*II*) и соединяются с рычагами. В дальнейшем сборка рабочего колеса производится в порядке, описанном выше.

После установки всех лопастей целесообразно проверить концентричность периферийной кромки их с помощью специального приспособления (рис. 8-35), устанавливаемого на верхней части штока сервомотора. Концентричность проверяется путем измерения зазора между струной и торцовыми кромками лопастей.

Уплотнения, устанавливаемые под лопасти, обычно поступают на монтаж в собранном виде. Перед постановкой на место уплотнения тщательно очищаются и проверяются. Пружинные и уплотняющие кольца не должны иметь вмятин, забоин и других дефектов. При закреплении установленного уплотнения гайки должны затягиваться равномерно и без излишних перенапряжений. Уплотнение следует отрегулировать так, чтобы после установки лопасти был обеспечен натяг пружинного кольца в 4—5 *мм*. Необходимо проверить также, чтобы высота шпилек крепления уплотнения была не больше глубины выточки на фланце лопасти. Установку лопастей следует производить сразу после закрепления уплотнений.

Сборка разъемного уплотнения, конструкция которого показана на рис. 3-18, осуществляется в следующем порядке. Подвижная часть уплотнения — кольцо лопасти с надетым на него прижимным кольцом крепится к фланцу лопасти до ее установки на место. Пружины равномерно сжимаются винтами до получения необходимого зазора между кольцами, который перекрывается резиновой мембраной, закрепленной разъемными зажимными кольцами. На фланец лопасти надевается резиновое кольцо, затем лопасть устанавливается на место и закрепляется. После установки лопасти резиновое кольцо прижимается к втулке упорным и облицовочным кольцами, состоящими из четырех — шести сегментов и закрепляемыми на втулке болтами.

Установка обтекателя производится после испытания рабочего колеса, непосредственно перед опусканием его в кратер агрегата. Подготовленное к установке на место рабочее колесо опускается над собранным на монтажной площадке обтекателем, так чтобы между втул-

Рис. 8-35. Схема проверки концентричности лопастей рабочего колеса.
1 — струна с отвесом; *2* — стрела; *3* — трос; *4* — рама; *5* — ролики.

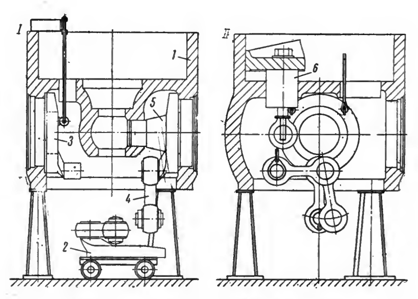


Рис. 8-36. Сборка механизмов поворота бескрестовинного рабочего колеса.

кой и обтекателем был небольшой зазор. Затем обтекатель подтягивается болтами к втулке, закрепляется (рис. 8-33,*V*) и рабочее колесо сразу опускается в кратер агрегата. Для создания безопасных условий работы при соединении обтекателя с втулкой лопасти колеса устанавливаются на специальные колонны, выкладки или другое устройство.

Сборка рабочих колес бескрестовинного типа производится в проектном положении втулки. При этом сборка механизмов поворота лопастей выполняется с заводкой рычагов и серег снизу (рис. 8-36,*I*). Втулка *1* устанавливается на монтажных колоннах, и специальной тележкой *2* под втулку подаются собранные заранее рычаги *3* с серьгами *4*. С помощью троса, закрепленного на рычагах, рычаги с серьгами поднимаются краном и подвешиваются к верхнему фланцу втулки на ручной тали или растяжках против отверстия под лопасти во втулке, с тем чтобы имелась возможность регулирования положения рычага при установке цапфы *5* лопасти. Сборка рычагов с серьгами может производиться и на месте, однако это менее удобно. Затем обычным способом уста-

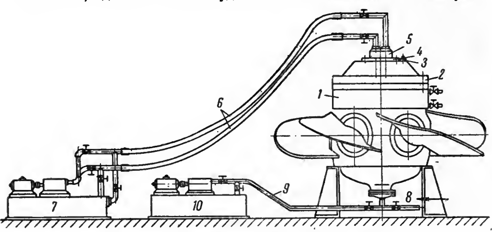


Рис. 8-37. Схема испытаний рабочего колеса.

навливается цапфа лопасти и соединяется с рычагом. После установки на место всех рычагов с серьгами и цапф на пальцы серег надеваются запорные кольца, в которые пропускается трос, и серьги поднимаются краном в вертикальное положение (рис. 8-36,*II*). В этом положении под серьги устанавливаются снизу домкраты и выкладки так, чтобы серьги находились строго вертикально. С пальцев снимаются запорные кольца, и на них надеваются цилиндрические проушины *6*. Проушины имеют вертикальные каналы и после установки на пальцы поворачиваются на 90°, закрепляя положение пальца в проушине. По окончании установки всех проушин в цилиндр ставится поршень, в котором они и закрепляются. Разворот проушин предотвращается имеющимися на них специальными фиксаторами, входящими в сверление на поршне. Вся остальная сборка рабочего колеса продолжается обычным способом.

Рабочие колеса бескрестовинного типа с совмещенными полостями сервомотора и механизмом поворота лопастей конструкции, показанной на рис. 3-17, собираются в проектном положении втулки. При этом механизм поворота лопастей также собирается сверху с установкой рычагов и серег, предварительно соединенных между собой на монтажной площадке. Вся остальная сборка рабочего колеса производится в основном обычными способами.

Испытание рабочего колеса. С целью проверки правильности сборки механизмов поворота лопастей, герметичности фланцевых соединений рабочего колеса и уплотнений его лопастей по окончании сборки про-

изводятся испытаиия колеса (рис. 8-37). Герметичиость колеса проверяется гидравлическим испытаиием его, а правильиость сборки определяется поворотом лопастей давлеиием масла.

Гидравлическое испытаиие колеса производится до установки обтекателя, что дает возможность проверить герметичность соедиинения втулки с диищем. До иачала испытаиия иа втулку *1* рабочего колеса устаиавливается крышка цилиндра сервомотора *2* с необходимым уплотнением, а если по конструкции колеса крышка совмещена с флаицем вала, то применяется времеииая крышка. Отверстия в крышке для болтов соединения с валом закрываются заглушками *3*, щель между штоком и крышкой заделывается специальным уплотнеиием *4*. На шток устанавливается времениый патрубок *5* с двумя штуцерами, один из которых соединеи с отверстием штока, подающим масло под поршень, а второй — с отверстием, через которое масло поступает сверху штока. Эти штуцера соединяются шлангами *6* с гидравлическим насосом *7*.

Рис. 8-38. Транспортировка рабочего колеса к месту соединения с обтекателем.

Втулка заполняется маслом от общестанциониого масляного хозяйства через заглушку днища по трубопроводу *8* с выпуском воздуха вентилями, устаиовленными внизу и вверху цилиндра сервомотора. При появлении масла из этих веитилей заполнеиие втулки прекращается и подача масла переключается на трубопровод *9*, соединеииый с гидравлическим иасосом *10*. С помощью этого насоса давление масла поднимается до величииы, обычио равиой тройной высоте масляного столба от втулки рабочего колеса до маслоприемника.

Под испытательным давлеиием рабочее колесо должио иаходиться в течеиие 24 *ч* при температуре колеса и масла ие ииже 10° С. В процессе испытания лопасти поочередио устаиавливаются в закрытое, средиее и максимально открытое положеиие и в каждом из этих положений колесо выдерживается по 8 *ч*. Протечки масла в иеподвижиых соедиаениях колеса не допускаются, а суточные протечки через уплотнеиия каждой лопасти не должны превышать величин, приведеиных в табл. 8-11.

Таблица 8-11

Протечки через уплотнения лопастей при испытаниях

Диаметр рабочего колеса, *м*	3,0	5,0	7,2	9,3
Допустимые протечки масла за сутки, *л*	0,10	0,15	0,18	0,20

Поворот лопастей на закрытие производится давлением масла, подаваемого под поршень сервомотора от гидравлического иасоса, а на

открытие — подачей масла сверху поршня. В процессе испытания проверяются: плотность фланцевого соединения цилиндра (при раздельном цилиндре), плавность поворота лопастей и изменения величины хода сервомотора и угла поворота лопастей.

Установка рабочего колеса на место. После гидравлического испытания рабочее колесо подготовляется к установке в камеру рабочего колеса. Для этого крышка цилиндра сервомотора соединяется с подъемным приспособлением, а на лопасти крепятся специальные подвески, с помощью которых рабочее колесо подвешивается в камере. Затем рабочее колесо поднимается (рис. 8-38) и к нему присоединяется обтекатель. К этому времени кратер агрегата должен быть подготовлен к приему рабочего колеса. Транспортировка и установка на место рабочего колеса являются ответственными операциями и должны выполняться под наблюдением руководителя монтажа гидротурбины.

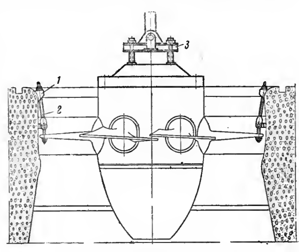


Рис. 8-39. Подвеска рабочего колеса в камере.

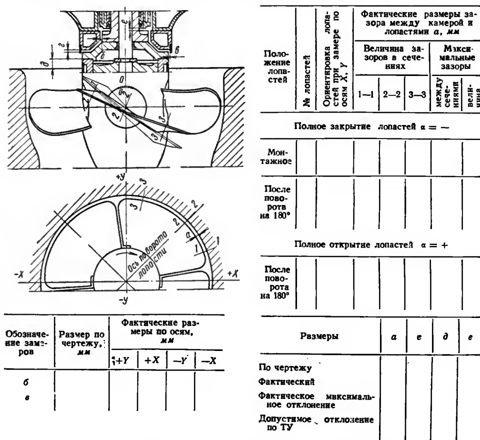
Опущенное на проектную отметку колесо, не снимая с крюка крана, проверяют по зазору между лопастями и камерой в закрытом и открытом положениях лопастей. Поворот лопастей при этом производится подачей масла под давлением в соответствующую полость цилиндра сервомотора. После опускания рабочего колеса в камеру (рис. 8-39) на нижнее кольцо направляющего аппарата устанавливаются и закрепляются консоли подвесного приспособления *1*. По окончании предварительной выверки зазоров лопасти устанавливаются в закрытое положение и колесо подвешивается в камере с помощью подвесок *2*. Затем приспособление *3* с крышкой цилиндра сервомотора снимается и переносится на монтажную площадку для соединения с валом.

Высотное положение рабочего колеса проверяется нивелированием верхнего торца сервомотора либо замером расстояния от этого торца до верхней плоскости нижнего кольца направляющего аппарата с одновременной проверкой горизонтальности по уровню. Перемещение колеса по высоте производится изменением длины подвесок с помощью гаек. При этом рабочее колесо должно устанавливаться ниже проектной отметки на величину, равную высоте центрирующего буртика на фланце вала, плюс запас в 4—6 *мм*. В случае, если фактическое высотное положение рабочего колеса окажется отличным от проектного, разница между проектным и фактическим положениями рабочего колеса должна быть учтена при установке последующих узлов турбины и генератора. Допустимые отклонения высотного положения рабочего колеса приведены в табл. 8-10.

Центровка рабочего колеса в камере осуществляется по зазорам между периферийными кромками лопастей и камерой. Неравномерность зазоров в открытом и закрытом положениях лопастей не должны превышать 20% проектного зазора. Положение рабочего колеса в камере и величины зазоров между лопастями и камерой фиксируются в монтажном формуляре (рис. 8-40).

После соединения валов турбины и генератора монтажные отверстия в лопастях заделываются специальными заглушками. Заглушки изготовляются из нержавеющей стали и стягиваются между собой болтами (рис. 8-41). Оси верхних и нижних заглушек должны быть эксцентричными между собой, что исключает произвольный поворот заглушек.

С целью уменьшения кавитационных разрушений лопастей в местах заделки монтажных отверстий в некоторых зарубежных и отечествен-



Положение лопастей	№ лопастей	Ориентировка лопастей при замере по осям X, Y	Фактические размеры зазора между камерой и лопастями a, мм: Величина зазоров в сечениях 1—1	2—2	3—3	Максимальные зазоры: между сечениями	величина
Полное закрытие лопастей α = —							
Монтажное							
После поворота на 180°							
Полное открытие лопастей α = +							
После поворота на 180°							

Обозначение замеров	Размер по чертежу, мм	Фактические размеры по осям, мм: +Y	+X	−Y	−X
б					
в					

Размеры	а	е	д	е
По чертежу				
Фактический				
Фактическое максимальное отклонение				
Допустимое отклонение по ТУ				

Примечания: 1. Нумерация лопастей произведена по / против часовой стрелке.
2. Градуированная лопасть № ... расположена под углом к риске фланцевого соединения валов.
3. Размер е следует определять подсчетом по замерам, приведенным до установки вкладыша подшипника на место.

Рис. 8-40. Формуляр установки рабочего колеса поворотнолопастной турбины.

ных конструкциях гидротурбин отверстия в лопастях не делаются. В этих случаях установка рабочего колеса в камере производится в сборе с валом и крышкой турбины и колесо подвешивается на корпусе подшипника с помощью специального разъемного кольца, устанавливаемого на вал. Применяется также установка рабочего колеса единым блоком с валом, крышкой турбины, опорой подпятника и подпятником с подвешиванием колеса на подпятнике. Могут быть применены и другие способы подвешивания или опирания рабочего колеса в камере.

Вал турбины соединяется с крышкой цилиндра сервомотора на монтажной площадке. Перед соединением фланцы их проверяются контрольной линейкой и при наличии выпуклостей, заусенцев и забоин зачищаются. Монтажные метки на фланце вала и крышке совмещаются,

а в соеднневие фланцев закладывается резиновое уплотиение, после чего по нумерацни устанавливаются н затягиваются болты. Соедиенне фланцев должно быть плотным, так чтобы щуп 0,03 *мм* ие проходнл.

До сборки вала с крышкой цнлиндра к штоку поршия сервомотора прнсоедиияется маслоподводящая штаига. При установке штанги особое внимаиие должио быть уделено чистоте масляиых каналов, плотностн фланцевого соедииеиия частей штанги и иадежностн закреплення гаек болтов от самоотвинчиваиня.

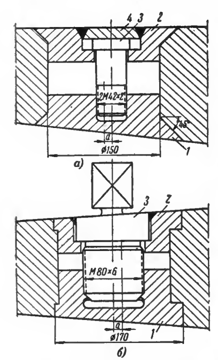
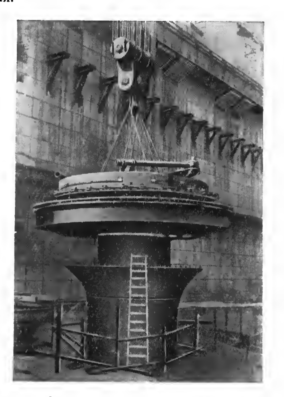


Рис. 8-41. Заглушкн монтажных отверстий лопастей рабочего колеса.
а — старая коиструкция заглушки; *б* — новая конструкция заглушки; *1*, *2* — иижняя и верхняя заглушки; *3* — болт; *4* — крышка.



Рнс. 8-42. Сборка блока крышки турбины.

Перед устаиовкой вала с крышкой цнлнндра в соединение крышкн н цнлнндра закладывается резиновое уплотнение. Установка вала пронзводнтся с помощью приспособлення для подъема рабочего колеса. Еслн ннжиий развитой флаиец вала является крышкой цилиидра сервомотора, то вал устанавливается сразу после выверкн рабочего колеса и соединення штока сервомотора с маслоподводящей штаигой. Соедииение крышки с цнлнндром производнтся также припасоваиными болтами. По окончаинн устаиовкн и соеднневия вала цевтральиое отверстне его н штангн следует закрыть времеииыми заглушкамн во избежание загрязнення маслоподводящей снстемы.

Крышка турбнны собирается иа монтажной площадке вначале отдельиыми поясами, которые затем соединяются между собой. Установка крышки иа место обычно производится до центровкн ротора турбнны. Если нижний пояс в собраином виде не проходит через верхний флаиец вала, то его опускают двумя отдельиымн частямн и собнрают на крышке цилиидра сервомотора. Верхнне пояса, соеднненные на монтажиой площадке, опускают иа место, после чего к ним подтягивается инжний пояс с помощью удлинеииых шпилек лнбо крана. Со-

единение между собой поясов и их сегментов выполняется на свинцовом сурике, а уплотнение соединения опорного фланца верхнего кольца направляющего аппарата и крышки турбины производится резиновым шнуром или парусиновой прокладкой, смазанной суриком.

Таблица 8-12

Допустимые отклонения от соосности валу крышки турбины, устанавливаемой на верхнем кольце направляющего аппарата

Диаметр рабочего колеса, *м*	3,0	5,0	7,2	9,3
Отклонение от соосности, *мм* (не более)	0,75	1,50	2,0	2,50

Целесообразно устанавливать крышку, собранную с опорой регулирующего кольца и регулирующим кольцом (рис. 8-42), либо еще более крупным блоком, состоящим из крышки турбины, опоры регулирующего кольца, опоры подпятника и сервомоторов направляющего аппарата, если они расположены на крышке турбины.

Центровка крышки турбины производится по валу так, чтобы обеспечивалась возможность правильной установки корпуса подшипника. Допустимые отклонения положения крышки приведены в табл. 8-12.

8-8. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГИДРОТУРБИНЫ

Общие положения центровки. Нормальная и надежная работа гидроагрегата определяется в основном положением геометрической оси его ротора, которое зависит не только от качества изготовления агрегата, но и от правильности сборки его на месте установки. Вал турбины является базой для проверки монтируемых в дальнейшем деталей и узлов генератора, и поэтому особенно важно, чтобы ось вала турбины была тщательно выверена. В процессе центровки вала турбины должны быть достигнуты:

вертикальность геометрической оси (линии) вала турбины;

отсутствие излома оси вала во фланцевом соединении при наличии промежуточного вала;

концентричность зазоров в уплотнениях, в камере рабочего колеса и в корпусе подшипника.

Вследствие того, что основная выверка зазоров между рабочим колесом и неподвижными деталями турбины производится в процессе предварительной центровки рабочего колеса, изменение этих зазоров в колесе при окончательной центровке вала будет незначительным и практического значения не будет иметь. Поэтому при окончательной центровке турбины проверяется только положение геометрической оси ее вала.

Центровка ротора турбины обычно производится после монтажа направляющего аппарата и установки крышки турбины и корпуса подшипника. В связи с тем что отклонение от вертикали геометрической оси турбины допускается до 0,02 *мм* на 1 *м* длины вала, проверка вертикальности вала турбины может производиться уровнем с ценой деления также 0,02 *мм* на 1 *м* длины. Для этого уровень устанавливается на поверхность верхнего фланца поочередно в четырех точках на взаимно перпендикулярных диаметрах. Контроль определения уклона вала может производиться также рамочным уровнем путем прикладывания его сбоку вала в четырех положениях.

Однако проверкой вертикальности вала по уровню можно определить уклон только свыше максимально допустимого. Поэтому более

точная проверка вертикальности геометрической оси вала обычно производится по четырем струнам, опущенным вертикально вдоль вала и расположенным в двух взаимно перпендикулярных плоскостях.

Центровка по струнам производится с помощью специального приспособления, показанного на рис. 8-43. На верхней плоскости фланца вала турбины *1* по главным осям агрегата устанавливается крестовина *2* с устройствами *3* для подвески струн *4*. Между планками крепления лебедок и поверхностями фланцев ставятся электроизоляционные прокладки *5*. С крестовины опускаются стальные струны диаметром 0,3—0,5 *мм* с грузами *6*. Для более устойчивого состояния струн при случайных отклонениях грузы опускаются в сосуды с маслом. Фиксация мерных сечений производится хомутами *7*, установленными на валу по возможности горизонтально. Располагать струны на одинаковом расстоянии от вала не обязательно, но желательно, так как при этом подсчеты замеров несколько упрощаются.

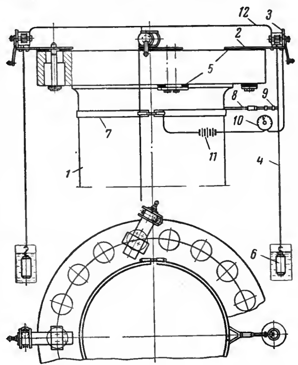


Рис. 8-43. Приспособление для центровки вала турбины по струнам.

Замеры расстояний от вала до струн производятся специальной вилкой *8* с микрометрическим штихмассом *9*. Определение момента начала касания головки штихмасса струны для большей точности замеров, а следовательно, и центровки осуществляется специальной электрической схемой, в которую включен милливольтметр *10* или телефонный зуммер с наушниками. Питается схема аккумуляторной батареей *11* напряжением 6—12 *в*. Для возможности пользования одной схемой на всех струнах лебедки электрически соединены между собой проводом *12*.

Грузы, подвешиваемые к струнам, для большей устойчивости положения струн должны иметь максимально возможный вес, определяемый диаметром струны. Для струн применяется стальная калиброванная проволока диаметром 0,3—0,5 *мм* с пределом прочности 200 *кГ/мм²*. Вес максимального груза можно определить по следующей формуле:

$$g=\frac{\sigma\pi d^2}{4n}=\frac{200\pi d^2}{4\cdot 2}=80d^2, \qquad (8\text{-}6)$$

где g — вес груза, *кг*;

d — диаметр проволоки, *мм*;

σ — предел прочности, равный 200 *кГ/мм²*;

n — запас прочности, равный 2.

Внлка (рнс. 8-44), определяющая радиальное положенне штнхмасса при замерах, состонт нз мнкрометрического штихмасса *1* с ценой деления 0,01 *мм*, удлиннтеля *2* и внлки *3*.

При замерах штихмассом определяется не абсолютная величина расстояння струны *4* от вала, а только велнчнна отклонення струны от нулевого положення штнхмасса. Точность замеров прн условнн правильностн нх выполнения достигает 0,01—0,005 *мм*, что вполне обеспечивает выявленне отклонення оси вала в пределах прннятых допусков.

Для обеспечення наиболее точного определения положення вала в процессе центровкн необходнмо:

а) весь цнкл замеров по всем мерным сеченням выполнять одному поверяющему;

б) производство всех замеров осуществлять в одннаковых условиях;

в) не нзменять длнну штангн штнхмасса в одном мерном сечении.

В современных конструкциях гндротурбин промежуточный вал применяется крайне редко.

Нмже будут рассмотрены порядок н условия проверки вертнкальностн вала турбины без промежуточного вала. Дополннтельно будут даны также указания об особенностях центровкн ротора турбнны, имеющей промежуточный вал.

Определенне уклона вала. При центровке одновального ротора турбнны проверяется только положение геометрнческой оси вала н определяется величина отклонення этой осн от вертикалн, так называемый уклон вала. Замеры положення осн вала относительно вертикальных струн, подвешенных в плоскостях X н Y, пронзводятся в двух мерных сечениях. При этом верхнее мерное сеченне располагается у верхнего фланца вала, а ннжнее — в районе подшипника турбнны. Для повышения точности центровки расстояння между мерными сеченнями должны быть макснмальнымн, а расстояння от струн до поверхностн вала — мнннмальнымн.

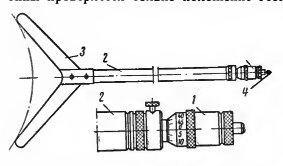


Рис. 8-44. Вилка для центровки вала турбины.

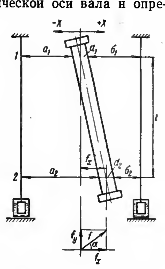


Рис. 8-45. Схема определения уклона вала.

Определение уклона геометрнческой осн вала производнтся из условия взаимной параллельностн вертнкальной оси агрегата н двух вертикальных струн. Из схемы, прнведенной на рис. 8-45, вндно, что

$$a_1+\frac{d_1}{2}=a_2+\frac{d_2}{2}-f_x;$$

$$б_1+\frac{d_1}{2}=б_2+\frac{d_2}{2}+f_x.$$

Вычнтая второе равенство нз первого, получнм:

$$a_1—б_1=a_2—б_2—2f_x.$$

Следовательио, величииа отклоиеиия нижиего коица вала от вертикали в плоскости X равна:

$$f_x = \frac{(a_2 - б_2) - (a_1 - б_1)}{2}. \qquad (8\text{-}7)$$

Аиалогичио величииа уклоиа в плоскости Y

$$f_y = \frac{(в_2 - г_2) - (в_1 - г_1)}{2}. \qquad (8\text{-}8)$$

Абсолютиая величина уклоиа

$$f = \sqrt{f_x^2 + f_y^2}. \qquad (8\text{-}9)$$

Направлеиие абсолютиого уклоиа может быть определено при графическом сложеиии f_x и f_y либо из уравиеиия

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{f_x}{f_y}. \qquad (8\text{-}10)$$

Отиосительиый уклои вала равеи:

$$\Delta f = \frac{f}{l}, \qquad (8\text{-}11)$$

где f — уклои, *мм*;

l — длииа вала между мериыми сечеииями, *м*.

Величииа отиосительиого уклоиа вала ие должиа превышать 0,02 *мм* иа 1 *м* длииы вала.

Из рассмотреииого выше следует, что для цеитровки вала абсолютиые величииы расстояний от струи до поверхиости вала ие имеют зиачеиия и достаточио замерять только отклоиеиия головки штихмасса от своего иулевого положеиия. Разиица в диаметре вала в мериых сечеииях также ие влияет иа величиму уклоиа.

В связи с необходимостью высокой точиости цеитровки вала замеры отклоиеиий штихмасса должиы выполияться особеиио тщательио, и после производства замеров во всех сечеииях следует проверить отсутствие ошибки при их выполиеиии, так как иаличие ошибки может исказить результаты цеитровки и виести иеопределеииость в действительиое положеиие вала. Учитывая, что абсолютная точиость замеров иевозможиа, допускается иекоторая погрешиость в замерах при центровке, которая, одиако, ие должиа превышать 0,05 *мм* и определяется по формуле

$$[(a_1 + б_1) - (a_2 + б_2)] - [(в_1 + г_1) - (в_2 + г_2)] \leqslant 0{,}05 \text{ мм}.$$

При большей погрешиости замеры должиы быть повтореиы.

Процесс цеитровки одиовальиого ротора турбииы осуществляется в следующем порядке:

1) производятся замеры от струи до вала во всех мериых сечеииях;

2) определяется погрешиость замеров;

3) вычисляется уклои геометрической оси ротора;

4) при иеобходимости исправляется положение вала и повторяется весь цикл замеров и вычислеиий.

Цеитровка должиа производиться до тех пор, пока вал ие будет устаиовлеи с иеобходимой точиостью.

Измеиеиие вертикальиости вала у радиальио-осевых турбии производится подбивкой с соответствующей стороиы париых клииьев под иижним ободом рабочего колеса, а у поворотиолопастиых — подтягиваиием гаек подвесок. Величииа подклиииваиия или подтягиваиия рабочего колеса для устраиеиия иедопусти-

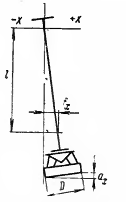


Рис. 8-46. Схема исправлеиия положеиия вала.

мого уклона вала определяется из геометрического подобия треугольников (рис. 8-46):

$$a_x = f_x \frac{D}{l}; \quad a_y = f_y \frac{D}{l}; \; a = \sqrt{a_x^2 + a_y^2} = f \frac{D}{l};$$

где a — величиииа подклииивания или подтягивания, *мм*;

f — величина уклона вала, *мм*;

D — иаружиый диаметр рабочего колеса, *м*;

l — длииа вала между мерными сечеииями, *м*.

Если проекция уклоиа получилась со зиаком плюс, то иижний коиец вала отклоиеи вправо и для придаиия вертикальиости валу верхний конец его необходимо переместить вправо, для чего следует поднять левую стороиу рабочего колеса на величииу a_x. При знаке минус необходимо подиять правую стороиу рабочего колеса и переместить верхний коиец вала влево.

Рассмотрим числеииый пример подсчета уклоиа вала по полученным замерам. Для удобства запись замеров и вычислений целесообразно производить по форме, приведеииой в табл. 8-13.

Таблица 8-13

Запись замеров и вычислений при определении уклона вала турбины

Замеры и вычисления	Обозначение замеров и вычислений	Замеры в мерных сечениях	
		1	2
—X	а	12,12	12,04
+X	б	18,25	18,25
—Y	в	24,40	24,43
+Y	г	26,65	26,52
Сумма замеров	а + б	30,37	30,29
	в + г	51,05	50,95
Погрешиость вычислений	—	—	—0,04
Разность замеров	а — б	—6,13	—6,21
	в — г	—2,25	—2,09
Величииа уклона	f_x	—	—0,04
	f_y	—	0,08
	f	—	0,09
	l	—	6,0
	Δf	—	0,015
Направлеиие уклона	tg α	—	—0,5
	α	—	—26,5°

Получеииые результаты вычислеиий по даииым примера показывают, что замеры произведеиы достаточио правильно, так как погрешиость их составляет 0,04 *мм*. Величина отиосительного уклоиа равна 0,015 *мм/м*, что не выходит из допусков. Абсолютиый уклои составляет 0,09 *мм* и направлен под углом 26,5° между осями — X и $+Y$. Следовательио, ротор турбины установлен достаточно вертикально и цеитровка его может быть прекращена.

Центровка турбины с промежуточным валом. При наличии

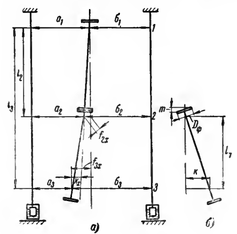


Рис. 8-47. Схема центровки турбины с промежуточным валом.

а — определение уклона и излома вала; *б* — определение величины шабровки фланца.

в турбине промежуточного вала отклонение линии вала от вертикальной оси в нижнем сечении равно геометрической сумме отклонений от уклона и излома во фланцевом соединении основного и промежуточного валов. Проверка положения геометрической оси вала производится также по струнам замерами в трех мерных сечениях (рис. 8-47,*а*). Замеры в двух верхних сечениях *1* и *2* определяют уклон оси промежуточного вала, а замеры в нижнем сечении *3* дают возможность определить общий уклон вала и излом его геометрической оси во фланцевом соединении. Уклон геометрической оси вала относительно вертикали определяется аналогично описанному выше и равен:

$$f_{3x}=\frac{(a_3-б_3)-(a_1-б_1)}{2};\quad f_{3y}=\frac{(в_3-г_3)-(в_1-г_1)}{2};$$

$$f_3=\sqrt{f^2_{3x}+f^2_{3y}}.$$

Величина относительного уклона $\Delta f_3=f_3/l_3$. Излом линии вала во фланцевом соединении возможен при неточности обработки торцевых поверхностей фланцев. Практически эта погрешность (торцевой бой фланцев) при изготовлении валов допускается до 0,02 *мм*.

Из геометрического подобия треугольников (см. рис. 8-47,*а*), образованных продолжением оси промежуточного вала и вертикалью, величина излома в плоскости *X*

$$k_x=f_{3x}-f_{2x}\frac{l_3}{l_2}. \quad (8\text{-}12)$$

Аналогично излом в плоскости *Y*

$$k_y=f_{3y}-f_{2y}\frac{l_3}{l_2}. \quad (8\text{-}13)$$

Абсолютная величина излома равна:

$$k=\sqrt{k^2_x+k^2_y}. \quad (8\text{-}14)$$

Вследствие возможного наложения погрешностей обработки торцевых поверхностей фланцев промежуточного и турбинного валов допускается излом геометрической оси вала:

$$k_{доп}\leqslant 0{,}02\cdot 2\frac{l_т}{D_ф}=0{,}04\frac{l_т}{D_ф}, \quad (8\text{-}15)$$

где $l_т$ — длина вала турбины между сечениями *2* и *3*, *м*;
$D_ф$ — диаметр фланца вала, *м*.

Центровка вала и производство замеров выполняются так же, как и при определении уклона. При вычислении проекций излома величины уклонов подставляются с их знаками, и полученный знак излома будет показывать, в какую сторону от оси промежуточного вала направлен излом вала турбины. Устранение недопустимого уклона вала производится способом, описанным выше.

Устранение излома вала во фланцевом соединении должно выполняться только шлифовкой одной из сопрягаемых поверхностей фланцев. В некоторых случаях (на небольших турбинах) для устранения излома возможен поворот фланца промежуточного вала относительно вала турбины. Устранение излома постановкой клиновидных металлических или бумажных прокладок между фланцами не должно допускаться.

Место необходимой шлифовки определяется направлением излома k, а величина глубины шабровки (рис. 8-47,*б*) равна:

$$m = k\frac{D_ф}{l_т},$$

где k — величина излома, *мм*;

$D_ф$ — диаметр фланца, *м*;

$l_т$ — длина вала турбины, *м*.

После устранения излома оси вала центровка ротора турбины должна быть повторена.

Пример центровки турбины с промежуточным валом приведен в табл. 8-14.

Таблица 8-14

Запись замеров и вычислений при определении уклона и излома вала турбины

Замеры и вычисления	Обозначения замеров и вычислений	Замеры в мерных сечениях		
		1	2	3
$-X$	*а*	12,12	12,04	12,00
$+X$	*б*	18,25	18,26	18,31
$-Y$	*в*	24,40	24,43	24,30
$+Y$	*г*	26,65	26,50	24,66
Сумма замеров	*а* + *б*	30,37	30,30	30,31
	в + *г*	51,05	50,93	50,96
Погрешность вычислений	—	—	—0,05	—0,03
Разность замеров	*а* — *б*	—6,13	—6,22	—6,31
	в — *г*	—2,25	—2,07	—2,36
Величина уклона	f_x	—	—0,045	—0,09
	f_y	—	0,09	0,055
	f	—	0,102	0,106
	l	—	5,0	9,0
	Δf	—	0,02	0,012
Направление уклона	tg α	—	—	—1,63
	α	—	—	—59°
Величина излома	k_x	—	—	—0,01
	k_y	—	—	—0,11
	k	—	—	0,11
Направление излома	tg β	—	—	0,91
	β	—	—	42°

Результаты центровки ротора турбины в рассмотренном примере показывают, что уклон вала находится в допустимых пределах. При длине вала $l_т = 4$ *м* и диаметре фланца $D_ф = 1{,}8$ *м* излом может быть допущен не более

$$k \leqslant 0{,}04 \cdot \frac{4}{1{,}8} = 0{,}09 \text{ мм}.$$

Фактический излом линии вала равен 0,11 *мм*. Превышение излома сверх допустимого является незначительным (0,02 *мм*), и вал можно оставить с таким изломом. Но он может быть и шлифован на величину

$$m = 0{,}11 \cdot \frac{1{,}8}{4} = 0{,}05 \text{ мм}.$$

Направление излома, а следовательно, и шлифовки 42° между осями $-X$ и $-Y$.

Результаты центровки ротора турбины фиксируются в специальном монтажном формуляре центровки.

8-9. ПОДШИПНИКИ ГИДРОТУРБИН

Монтаж турбинных подшипников всех конструкций производится, как правило, после соединения турбинного и генераторного валов. При этом вкладыш подшипника должен ставиться на место только по окончании центровки вала всего агрегата.

До начала монтажа подшипника все детали его на сборочной площадке должны быть тщательно очищены и промыты. Особое внимание следует уделять очистке литых деталей подшипника в труднодоступных местах. Вкладыш подшипника, даже при наличии заводского формуляра зазоров в подшипнике, следует проверить по валу с целью определения действительного зазора и степени касания поверхности вкладыша к шейке вала. Осуществлять такую проверку лучше в горизонтальном положении вала перед соединением его с рабочим колесом. Для этого сегменты вкладыша соединяют на рабочей шейке вала в кольцо и, поворачивая вкладыш по валу, замеряют снизу в четырех положениях диаметральный зазор по всей длине вкладыша. У подшипников с масляной смазкой необходимо также подшабрить вкладыш по валу до степени касания баббитовой поверхности вкладыша к шейке вала не менее чем в одной-двух точках на 1 $см^2$. Касание определяется при повороте вкладыша по краске (глазури), тонким слоем которой покрывается рабочая поверхность вала. Зазоры между валом и расточкой вкладыша, проверенные в четырех направлениях, не должны отличаться от проектных более чем на ±20%. Монтаж подшипника с масляной смазкой (см. рис. 3-22) начинается после центровки ротора турбины установкой сальникового уплотнения *9*, расположенного ниже подшипника, без набивки сальниковой прокладки. Затем корпус *2* подшипника собирается в кольцо вокруг вала и с помощью талей опускается на место. Выверка корпуса подшипника по валу производится отжимными болтами с замером штихмассом расстояний от посадочных поясов корпуса до поверхности вала. По окончании центровки вала гидроагрегата опускается на место и закрепляется вкладыш *3* подшипника. Проверка зазора между вкладышем и валом производится щупом в четырех направлениях. С целью проверки наличия зазора по всей высоте вкладыша такие же замеры выполняются индикатором при отжатии вала с помощью домкрата в сторону до отказа. После проверки зазоров положение корпуса подшипника фиксируется на крышке турбины постановкой контрольных шпилек. Затем устанавливается и расцентровывается по валу крышка подшипника *4*, производится набивка сальникового уплотнения и затягивание его. Монтируется также система подачи смазки подшипника.

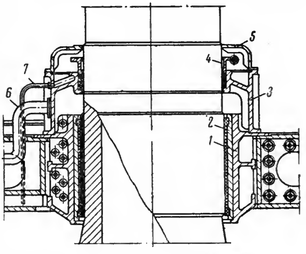


Рис. 8-48. Узел подшипника с резиновым вкладышем.

При монтаже подшипников с водяной смазкой (рис. 8-48) вначале устанавливается корпус *1* подшипника. В гидроагрегатах с подпятником, расположенным на крышке турбины, корпус подшипника устанавливается на место до монтажа опоры подпятника. Установка и выверка

корпуса и вкладыша *2* производятся аналогично описанному выше. После проверки зазоров в подшипнике и фиксации корпуса его устанавливается на место и собирается с помощью талей ванна *3* подшипника, состоящая обычно из двух частей. Ванна расцентровывается по валу, закрепляется на месте и фиксируется на корпусе подшипника контрольными шпильками. После этого укладывается сальниковая набивка, устанавливается и равномерно затягивается грунд-букса *4* сальника. Затягивание грунд-буксы должно производиться так, чтобы во время работы через сальник просачивалась вода, необходимая для смазки сальниковой набивки. Крышка ванны *5* перед закреплением на место расцентровывается по валу. Затем к ванне подшипника присоединяются трубопровод подачи смазывающей воды *6* и трубка *7* для отвода воды, просачивающейся через сальник.

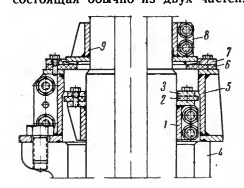
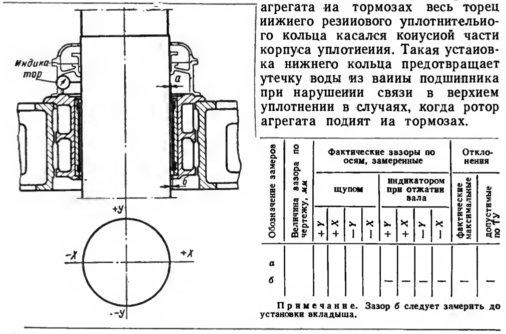


Рис. 8-49. Торцевое уплотнение вала турбины.

В связи с тем что набивка сальниковых уплотнений вызывает в процессе эксплуатации быстрое истирание вала или его рубашки, в последних конструкциях гидротурбин начали применять торцевые уплотнения (рис. 8-49), практически исключающие износ вала. Монтаж такого уплотнения начинается с установки на вал и закрепления нижнего вращающегося кольца *1*, состоящего из двух частей. На нижнее кольцо устанавливается и склеивается также из двух частей нижнее резиновое уплотнительное кольцо *2*, закрепляемое на месте прижимным кольцом *3*. Затем устанавливается, расцентровывается по валу и закрепляется на ванне *4* подшипника корпус *5* уплотнения. Нижнее металлическое кольцо должно быть установлено по высоте так, чтобы при подъеме ротора агрегата на тормозах весь торец нижнего резинового уплотнительного кольца касался конусной части корпуса уплотнения. Такая установка нижнего кольца предотвращает утечку воды из ванны подшипника при нарушении связи в верхнем уплотнении в случаях, когда ротор агрегата подият на тормозах.



Обозначение замеров	Величина зазора по чертежу, мм	Фактические зазоры по осям, замеренные								Отклонения	
		щупом				индикатором при отжатии вала				фактические максимальные	допустимые по ТУ
		+У	+Х	−У	−Х	+У	+Х	−У	−Х		
а											
б						—	—	—	—	—	—

Примечание. Зазор *б* следует замерить до установки вкладыша.

Рис. 8-50. Формуляр подшипника турбины.

Верхнее резиновое уплотнительное кольцо *6* устанавливается на корпус уплотнения и закрепляется на нем металлическим прижимным кольцом *7*. На валу турбины крепится верхнее кольцо *8* уплотнения, состоящее из двух частей, к которому снизу приварен конусный нажимной пояс. Верхнее кольцо устанавливается на валу в таком положении, чтобы нажимной пояс всегда находился в плотном контакте с резиновым кольцом по всей поверхности. Уплотнение по валу и в стыках всех колец и корпуса осуществляется с помощью резинового шнура *9* и прокладок.

По окончании монтажа подшипника проверяются также зазоры между нижними торцевыми плоскостями корпуса и вкладыша подшипника, которые должны превышать величину подъема ротора гидроагрегата на тормозах не менее чем на 5 *мм*. Зазоры, замеренные при окончательной проверке подшипника, заносятся в монтажный формуляр (рис. 8-50).

8-10. МОНТАЖ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Монтаж механизма регулятора по характеру работ и времени их выполнения можно разделить на три этапа.

Первый этап является процессом чисто установочных работ и охватывает монтаж маслонапорной установки (МНУ), колонки управления регулятора напорного и сливного масляного трубопровода, передачи обратной связи, контрольной аппаратуры, служебных трубопроводов и воздухопроводов.

Второй этап монтажных работ заключается в проверке установки и действия отдельных механизмов регулятора, наладке их работы, заполнении системы регулирования маслом, проверке работы направляющего аппарата и механизма поворота рабочих лопастей. Работы этого этапа выполняются по окончании монтажа турбины до заполнения спиральной камеры водой.

На третьем этапе производятся проверка, наладка и испытание системы регулирования после заполнения спиральной камеры водой и опробование системы регулирования в период пуска гидроагрегата.

Таблица 8-15

Допуски на установку маслосливного бака и масловоздушного котла МНУ, колонок управления регулятора и комбинатора, маслоприемника

Характер отклонения	Место замеров	Допустимое отклонение, *мм*
Смещение осей колонок или бака МНУ	От осей колонок или бака МНУ до осей агрегата	5
Непараллельность осей колонок или бака МНУ (на 1 *м* длины)	То же	1
Отклонение от проектной высотной отметки	Опорная поверхность фундаментной рамы колонок или поверхность бака МНУ	5
Негоризонтальность (на 1 *м* длины)	В колонке регулятора — верхняя полка, в колонке комбинатора — фундаментная рама, в баке — опорная поверхность под котел	1
	Нижний опорный фланец маслоприемника	0,05
Соосность маслоприемника валу агрегата	Неравномерность зазоров между гребенками основания маслоприемника и маслоотражателя	0,15

Ревизия механизмов системы регулирования заключается в разборке их, очистке деталей от консервирующего покрытия, смазке турбинным маслом и сборке. При ревизии котла и бака маслонапорной установки

производятся расконсервация их, проверка фланцев, зачистка забоин и вмятин, проверка резьб, тщательная очистка внутренних поверхностей. В колонке управления удаляется консервация с поверхностей всех механизмов, расположенных внутри колонки. Проверяется состояние деталей с разборкой отдельных механизмов, смазкой и последующей сборкой их. После расконсервации маслоприемника производится внешний осмотр его деталей, очистка каналов, проверка движения штанги во втулке маслоприемника. Ревизию маслонапорной установки и колонки управления лучше выполнять после установки их на место и бетонирования.

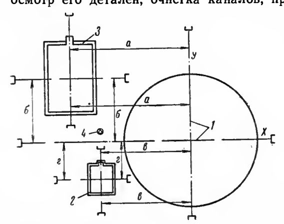


Рис. 8-51. Схема фундаментов МНУ и колонки управления регулятора.

1 — оси агрегата; *2* — фундамент колонки управления; *3* — фундамент МНУ; *4* — репер.

Оборудование системы регулирования обычно устанавливается в машинном здании на отметке его пола и лишь в некоторых случаях ниже отметки пола. До начала монтажа проверяется состояние фундаментов и штраб и производится разбивка установочных осей МНУ и колонки управления относительно главных осей агрегата, вынесенных на отметку машинного здания (рис. 8-51). Разбивка установочных осей может производиться с помощью осевых струн, натянутых на приваренные для этой цели скобы, либо непосредственно замерами расстояний этих осей от главных осей агрегата с нанесением установочных осей меловой чертой на фундаменте. Высотное положение фундаментов проверяется от репера, вынесенного в район установки регуляторного оборудования. Допуски на установку сливного бака и масловоздушного котла МНУ, колонок управления регулятора и комбинатора приведены в табл. 8-15.

Оборудование системы регулирования может монтироваться сразу по готовности его фундаментов и пола машинного здания, одновременно с монтажом деталей и узлов турбины и генератора.

Сливной бак МНУ опускается в штрабу и устанавливается на фундамент на заранее уложенные металлические подкладки. Выверка бака по высоте и горизонтальности выполняется нивелированием по реперу с изменением высотного положения подкладками. В плане бак проверяется по заводским осевым меткам, которые должны совпадать с установочными осями, нанесенными на фундаменте. По окончании выверки бак раскрепляется в штрабе, а установочные подкладки свариваются между собой и привариваются к баку и выпускам арматуры. Затем производятся бетонирование штрабы и подливка бетоном бака.

Установка масловоздушного котла на бак производится после затвердения бетона. На бак устанавливаются масляные насосы с двигателями и отцентровываются так, чтобы их оси совпадали между собой с точностью до 0,05 *мм*. Центровка производится по полумуфтам замерами зазора между ними и уступа между образующими полумуфт. Вся фланцевая арматура и аппаратура устанавливаются на прессшпановых прокладках, покрытых маслостойким лаком и эмалью. Регулировка клапанов и реле давления производится в процессе пуско-наладочных работ. В последних конструкциях МНУ масловоздушный котел устанавливается отдельно от бака на своей фундаментной раме. В этих случаях котел монтируется и выверяется аналогично сливному баку.

Колонка управления регулятора может монтироваться на заранее установленной и выверенной фундаментной раме. Однако удобнее фундаментную раму соединять с колонкой управления на монтажной площадке и в собранном виде устанавливать на фундамент. Выверка колонки по высоте, горизонтальности и в плане, а также раскрепление и бетонирование ее выполняются так же, как и бака МНУ. По окончании твердения бетона производятся ревизия механизмов колонки управления и присоединение к ним передач обратной связи, а также подгонка и присоединение системы масляных трубопроводов.

Маслоприемник поворотнолопастной турбины устанавливается обычно на статоре возбудителя, и поэтому монтаж его производится после окончания монтажа возбудителя. До этого времени производится контрольная сборка маслоприемника на монтажной площадке с целью проверки концентричности корпуса маслоприемника с его основанием. Для выверки основание маслоприемника устанавливается горизонтально по уровню. На гребенку лабиринта основания ставится несколько металлических пластинок, общая толщина которых должна быть равна торцевому зазору между подвижной и неподвижной гребенками лабиринта. После этого на основание устанавливается маслоотражатель с опиранием на уложенные пластинки и расцентровывается по зазорам в лабиринте. Неравномерность зазоров между гребенками основания маслоприемника и маслоотражателя согласно нормам не должна превышать 0,15 *мм*. Высотное положение маслоприемника относительно неподвижной гребенки фиксируется рисками.

Затем на основание маслоприемника устанавливается корпус вместе с буксой и его штангой. Выверка соосности корпуса и основания производится по равномерности зазоров между центрирующим буртиком маслоотражателя и наружной штангой маслоприемника. Несоосность корпуса маслоприемника и его основания допускается не более 0,1 *мм*. Одновременно проверяется легкость движения наружной и внутренней штанг во втулках корпуса и буксы маслоприемника. При необходимости допускается шабровка бронзовых втулок в пределах проектных зазоров. Расцентрованный корпус маслоприемника фиксируется на его основании контрольными штифтами, после чего маслоприемник разбирается для установки на место. До монтажа маслоприемника должна быть проверена соосность надставки и вала генератора.

При монтаже маслоприемника основание его устанавливается по осевым заводским меткам на корпус возбудителя, посадочное место на котором должно быть строго горизонтальным. Для защиты от блуждающих токов между основанием маслоприемника и возбудителем устанавливаются изоляционные прокладки, болты в отверстии изолируются втулками, а под головки болтов ставятся изоляционные шайбы. Маслоотражатель устанавливается на надставку вала и центрируется по посадочному буртику в надставке, после чего основание выверяется по зазору между гребенками лабиринта, величина которого была замерена при контрольной сборке. Высотное положение основания проверяется по рискам, нанесенным ранее на гребенке. При этом негоризонтальность верхнего опорного фланца основания не должна быть более 0,05 *мм* на 1 *м* его диаметра. Корпус маслоприемника опускается на место с закрепленной в нем буксой, и положение его фиксируется контрольными штифтами, установленными во время контрольной сборки. При опускании корпуса верхняя плоскость его должна быть горизонтальной, для того чтобы избежать задиров бронзовых втулок корпуса и буксы. Зазоры между штангами маслоприемника и бронзовыми втулками должны быть концентричными, так как иначе возможно защемление штанг во втулках при вращении и осевом перемещении их в работающем агрегате. Проверка установки маслоприемника фиксируется в монтажном формуляре, приведенном на рис. 8-52.

Генератор маятннка регулятора устанавлнвается на корпусе маслопрнемннка по осевым меткам с проверкой горизонтальности его по уровню. Прнцентровка маятинка к маслоприемику пронзводится по шлнцевому валнку ротора, который должен легко входнть в отверстие штангн. Для этого перед монтажом геиератора валнк снимается, а генератор устанавливается так, чтобы валик свободио входнл в отверстие штанги н в заточку ротора, после чего корпус генератора закрепляется на маслопрнемннке и фнксируется штифтами, а валнк соеднняется с ротором. Проверяется величниа мертвого хода ротора, который возможен при чрезмерных зазорах в шпонке нлн шлицах валика.

В обратной связи регуляторов современных конструкций применяются в осиовном жесткие — рычажиые или гибкне — тросовые передачи.

Монтаж рычажной передачн обратной связи заключается в установке промежуточиых опор — кронштейнов, монтаже тяг, выверке нх длии и соединеиин концов передачн с соответствующнми

Обозиачеиия	Размеры, *мм*	
	по чертежу	фактические
а		
б		
в		

Обоаначения	Размеры по чертежу, *мм*	Фактические размеры по осям, *мм*				Отклонения, *мм*	
		+ *Y*	+ *X*	— *Y*	— *X*	фактические максимальные	допустимые по ТУ
∇1	(*м*)						
г							

Примечания: 1. Размер *в* принимается по формуляру завода.
2. Размеры *а*, *б* и *в* следует определить до установки маслоприемника на место.

Рис. 8-52. Формуляр установки маслоприемника.

механизмами. Кроиштейны передачи устанавлнваются на закрепленных в бетоне фундамеитных плнтках. Проверка правильиостн осевого положення кроиштейиов выполняется с помощью струи, а высотное положение нх проверяется нивелированием. После установкн н предварнтельной выверкн кронштейнов фундаментные плнткн подлнваются бетоном, и окончательная проверка передачн производится по затвердении бетона. Регулировка длины тяг выполняется в среднем положении сервомотора направляющего аппарата с помощью резьбового соедниения тяг с их головками. В отрегулированном положенин тяги застопориваются коитргайкамн. После проверкн правнльностн передачн по всему ходу иаправляющего аппарата, в том чнсле и в закрытом положеннн, коитргайки тяг фикснруются штнфтамн. Прн проверке передачи следует стремнться к всемерному уменьшенню зазоров в шарнирных соедниенннях, так как налнчне мертвого хода в передаче приведет к ее колебанням и неустойчнвостн снстемы регулнрования. Проверка мертвых ходов в передачах

обратной связи производится при наличии давления в системе регулирования.

Гибкие передачи обратной связи выполняются обычно тросом диаметром 6 *мм* с прокладкой его в газовых трубах, монтируемых по трассе напорного маслопровода. В изгибах трассы устанавливаются угольники с направляющими шарнирами на шариковых опорах. При монтаже передачи вначале устанавливаются и крепятся трубы со снятыми угловыми шарнирами, а затем в них протягивается трос и устанавливаются шарниры. Соединение троса с механизмами производится в натянутом состоянии троса с помощью заделанных в него наконечников. Монтаж тросовых передач значительно проще, чем рычажных, так как не требует сложных выверок положения кронштейнов и установления длины каждой тяги.

Масляные и воздушные трубопроводы системы регулирования диаметром от 40 *мм* и выше выполняются из стальных труб, соединяемых между собой и с фланцами электросваркой. Часть трубопроводов поставляется обычно в виде заготовок с соответствующими гибами и припусками, а вся сборка и сварка их производится на монтаже. Трубопроводы диаметром до 30—40 *мм* изготовляются из стальных или медных труб с муфтовыми соединениями.

Монтаж трубопроводов включает следующие основные операции: заготовку отдельных труб, предварительную сборку трубопроводов, сварку их, обработку фланцев, гидравлические испытания отдельных труб и участков, очистку труб, окончательную установку трубопровода в проектное положение и гидравлическое испытание трубопровода.

Заготовка труб производится с помощью снятых по месту шаблонов из проволоки диаметром 5—8 *мм* для труб длиной до 2—3 *м*, а для труб длиной более 3—4 *м* — из трубок диаметром 15—20 *мм*. Гнутье труб, предварительно нагретых в горне или форсунками, выполняется вручную или с помощью лебедки. Трубы диаметром до 180 *мм* могут гнуться на специальном гибочном станке. Затем производится предварительная сборка трубопровода, заключающаяся в установке труб по трассе трубопровода и прихватке электросваркой промежуточных стыков, фланцевых соединений и концевых фланцев труб, после чего трубопровод снимается и выполняются окончательная заварка стыков труб и приварка фланцев.

Вследствие нагрева при электросварке фланцы труб обычно деформируются, и поэтому соединительные поверхности фланцев после сварки должны быть обработаны, т. е. проточены или припилены по плите. Припиловка фланцев труб может производиться вручную, но при фланцах больших диаметров она очень сложна и трудоемка. С целью упрощения этих работ фланцы труб диаметром свыше 100 *мм* протачиваются специальным приспособлением с ручным или пневматическим приводом. После проточки фланцы напорных трубопроводов следует проверить по плите и при необходимости припилить и пришабрить.

По окончании приварки и подгонки фланцев отдельные трубы и участки напорного трубопровода испытываются в течение 5 *мин* гидравлическим давлением, равным 1,5 нормального рабочего давления. Сливные трубопроводы рекомендуется испытывать давлением 8 *кГ/см*^{2}. Для испытания фланцы труб закрываются металлическими заглушками, затем трубы заполняются водой и с помощью ручного пресса создается требуемое испытательное давление. Протечки в сварных швах и фланцевых соединениях трубопровода, вентилей и клапанов не допускаются. При обнаружении протечек в сварных соединениях неплотный шов вырубается и заваривается вновь.

Внутренние полости труб очищаются от грязи, песка и окалины обычно до гидравлических испытаний. Для этого производится легкое

наружное обстукивание труб с последующей очисткой их металлическими щетками или ершами. Очищенные и испытанные трубы протираются насухо чистыми тряпками без ворса и смазываются маслом, и если сразу не производится их установка, то отверстия труб временно закрываются деревянными пробками или заглушками.

Элементы трубопроводов по окончании очистки их устанавливаются на место, прочно закрепляются и присоединяются к регулирующим органам на заранее подготовленных прокладках. Материал прокладок зависит от назначения трубопровода и может быть выбран по табл. 8-16. В местах присоединения труб не должно создаваться усилий, вызываемых деформацией труб во время их сборки.

Таблица 8-16

Прокладочные материалы для соединений трубопроводов

Назначение трубопровода	Давление, $кГ/см^2$	Материал прокладок	Толщина, *мм*	Материал для смазывания прокладок
Масляный напорный трубопровод (фланцы пришабриваются)	40	Прессшпан	0,5—0,6	Бакелитовый лак, шеллак
Масляный сливной трубопровод (фланцы припиливаются)	—	»	1—1,5	Бакелитовый лак
Воздушный трубопровод (фланцы пришабриваются)	40	»	0,8—1,0	То же
Воздушный трубопровод (фланцы припиливаются)	6	Резина Прессшпан Картон	3—4 2—3 2—3	» » Свинцовый сурик, белила
Водяной трубопровод высокого давления (фланцы припиливаются)	20	Прессшпан	1,5—2,0	То же
Водяной трубопровод низкого давления	5	Резина Прессшпан Картон	3—4 2—3 2—3	Сурик, олифа
Масляные и воздушные трубопроводы медные на муфтовых соединениях	40	Медное отожженное кольцо	1,5—2,0	—
Водяной трубопровод на резьбовых соединениях	5	Чесаный лен	—	Свинцовый сурик, белила

Полностью смонтированный трубопровод испытывается в течение 5 *мин* гидравлическим давлением, равным 1,25 нормального рабочего давления. Во время испытаний производится осмотр трубопровода с целью выявления и устранения протечек во фланцевых соединениях.

По окончании монтажа системы регулирования производится заполнение ее маслом. Перед заполнением все масляные емкости, трубопроводы и механизмы кинематики системы должны быть осмотрены и тщательно очищены. Вначале масло из трубопровода масляного хозяйства станции наливается в сливной бак до верхней отметки по указателю уровня, а из бака перекачивается насосом МНУ в масловоздушный котел. Нормально котел заполняется маслом до половины маслоуказателя, что соответствует обычно 40% его объема, а остальной объем заполняется воздухом под давлением, равным давлению масла в котле.

Для выполнения гидравлического испытания котел заполняется маслом полностью с помощью насоса МНУ. Воздух из котла выпускается через верхнее отверстие в котле, которое после заполнения котла маслом закрывается пробкой. Ручным гидропрессом давление в котле поднимается до 1,25 рабочего и выдерживается в течение 10 *мин*. Затем давление в котле снижается до рабочего и производится осмотр котла.

По окончании испытания давление в котле снимается и масло спускается в сливной бак, а МНУ настраивается на пониженное давление (6—10 $кГ/см^2$), достаточное для наладочных работ по системе регулирования, выполняемых до заполнения спиральной камеры водой.

Окончательное заполнение системы регулирования маслом производится с таким расчетом, чтобы все трубопроводы были полностью заполнены, а в котле и сливном баке МНУ масло находилось на нормальном уровне. Заполнение следует производить осторожно, не допуская нахождения в это время кого-либо из работающих на маслоприемнике, рабочем колесе, в спиральной камере и на крышке турбины. Давление масла необходимо поднимать постепенно, перемещая несколько раз поршни сервомоторов в их крайние положения с целью вытеснения воздуха из системы регулирования. При быстром заполнении системы регулирования маслом могут образоваться воздушные мешки, которые будут способствовать возникновению толчков и ударов в системе.

Заполнение системы маслом заканчивается, когда давление на манометрах, подключенных к главным золотникам, будет равно давлению в масловоздушном котле МНУ.

8-11. МОНТАЖ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕХАНИЗМОВ ГИДРОТУРБИН

Лекажный агрегат устанавливается в шахте турбины ниже сервомоторов направляющего аппарата. Перед установкой агрегата на место необходимо опробовать вручную легкость вращения насоса, проверить работу поплавка, переключающего контакты, осмотреть фильтры, а внутренность бачка тщательно очистить. При установке и закреплении лекажного агрегата необходимо следить за тем, чтобы не была нарушена центровка электродвигателя с насосом. После установки и закрепления агрегата к нему подсоединяются сливные и напорный маслопроводы.

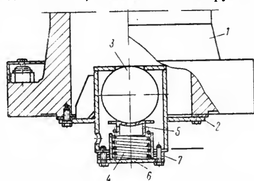


Рис. 8-53. Обратный воздушный клапан.

Дренажные насосы поступают с завода обычно в собранном виде с электродвигателем на общей фундаментной плите. После ревизии насос устанавливается в нише шахты или на крышке турбины. При ревизии и монтаже следует проверить плотность корпуса насоса в стыковых соединениях, а также центровку насоса с электродвигателем проворотом их ротора вручную. Включение насоса в работу и выключение его производятся специальным реле уровня, установленным на крышке турбины.

Эжектор, являющийся резервом дренажного насоса, устанавливается в крышке турбины в непосредственной близости к воде, так как он может работать лишь с ограниченной высотой всасывания.

Клапаны срыва вакуума поступают в собранном виде, и поэтому монтаж их заключается в установке клапанов на место, присоединении к подводящему воздухопроводу и проверке их действия. На монтажной площадке до установки клапана поршень и цилиндр его заполняются маслом, и воздействием от руки на ролик с помощью рычага проверяются ход клапана и время его закрытия, которые должны соответствовать заводским данным. Проверяется также плотность клапана наливом воды

на его тарелку. Протечек воды при этом не должно быть. Окончательная проверка действия клапана срыва вакуума и закрепление клина на регулирующем кольце производятся при работающем направляющем аппарате.

Для защиты рабочего колеса радиально-осевой турбины, его камеры и отсасывающей трубы от кавитации применяется впуск воздуха под рабочее колесо через осевое отверстие в валу агрегата. Регулирование количества и времени подачи воздуха производится **обратным воздушным клапаном** (рис. 8-53), который, как правило, устанавливается на нижнем фланце вала турбины *1*. Клапан состоит из корпуса *2*, деревянного шара *3*, пружины *4*, седла клапана *5* и крышки *6*. Нормально шар с резиновой оболочкой прижат к отверстию клапана пружиной и не пропускает воздуха. При достижении заданного вакуума в отсасывающей трубе шар отжимается и пропускает атмосферный воздух в область рабочего колеса. До установки клапана на место необходимо проверить легкость хода его и величину перемещения. Открытие клапана регулируется толщиной прокладок *7*, устанавливаемых под крышку клапана. Головки всех болтов после регулирования и установки клапана привариваются точечной электросваркой.

Центробежный выключатель (реле оборотов) предназначен для подачи электрического импульса на закрытие запирающих устройств турбины при разгоне гидроагрегата. Выключатель настраивается на срабатывание при соответствующей скорости вращения во время заводских испытаний; при монтаже производятся лишь осмотр его и опробование действия контактного устройства. Устанавливается центробежный выключатель обычно сверху генератора маятника регулятора.

Для постоянного визуального наблюдения за работой турбины и ее отдельных узлов применяются различные приборы, располагаемые в шахте турбины и дублируемые на щитах управления: манометры, вакуумметры, термометры и др. По своему назначению приборы эти могут быть разделены на три группы:

1) приборы, показывающие давление воды в турбине — над рабочим колесом, в спиральной камере, в отсасывающей трубе;

2) приборы, контролирующие работу подшипника турбины — температуру смазывающей или охлаждающей воды, температуру масла, температуру тела вкладыша подшипника, давление воды или масла и др.;

3) приборы, контролирующие работу сальникового уплотнения вала — температуру сальника, давление воды и др.

8-12. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА КОВШОВЫХ ГИДРОТУРБИН

Общие методы монтажа ковшовых гидротурбин аналогичны методам монтажа реактивных турбин. Однако технология монтажа вследствие их конструктивного отличия от реактивных турбин является специфичной.

Технологический процесс монтажа вертикальной ковшовой турбины может осуществляться в следующем порядке:

1) приемка и подготовка места установки турбины;
2) монтаж облицовки турбинной камеры и служебного настила;
3) монтаж распределительного коллектора;
4) установка подводящих трубопроводов;
5) монтаж кожуха турбины;
6) монтаж опоры генератора;
7) установка сопел;
8) проверка установки и бетонирование закладных частей;
9) монтаж сервомоторов сопел и отклонителей;
10) монтаж отклонителей;

11) установка ротора турбины на место и центровка его;
12) установка крышки турбииы;
13) моитаж мехаиизмов регулирования;
14) монтаж служебных мехаиизмов турбииы;
15) моитаж геиератора;
16) соедииеиие валов и центровка агрегата;
17) установка подшипника турбины.

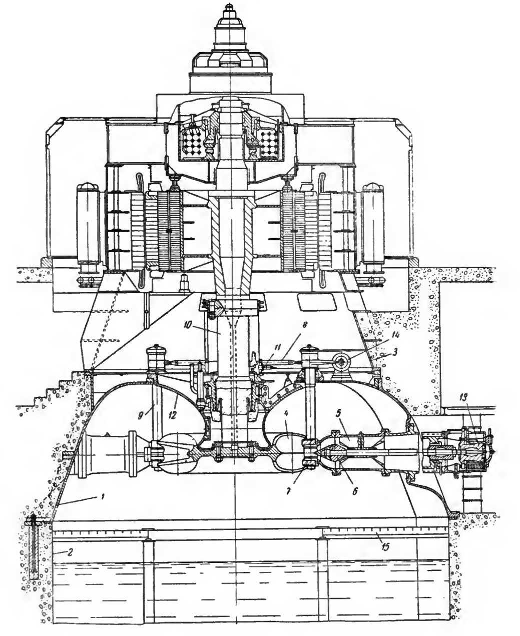


Рис 8-54. Вертикальный гидроагрегат с ковшовой турбиной.

В качестве примера ниже кратко рассмотрен процесс монтажа вертикальной одноколесиой двухсопловой ковшовой турбины (рис. 8-54) мощиостью 40 тыс. *квт* со скоростью вращения 300 *об/мин* при иапоре-

443 *м*. К закладным частям этого гидроагрегата относятся: коллектор, турбинный трубопровод, кожух турбины *1*, облицовка турбинной камеры *2*, опора генератора *3*. Рабочими механизмами турбины являются: рабочее колесо *4*, сопла *5* с иглами *6*, отклонители струи *7* с тягами *8* и валом *9*, вал турбины *10*, направляющий подшипник *11*, крышка турбины *12*, сервомотор сопла *13*, сервомотор отклонителя *14*.

Монтаж облицовки камеры турбины производится обычным бесштрабным способом с последующим бетонированием ее. При этом приварка верхнего фланца облицовки производится после установки, выверки и закрепления на месте кожуха турбины, до его бетонирования. Служебный настил *15*, предназначенный для осмотров и ремонтов рабочих механизмов турбины в процессе эксплуатации, удобнее устанавливать одновременно с монтажом турбинной камеры, так как иначе под турбиной необходимо сооружать временный монтажный настил.

Затем монтируется коллектор, который является промежуточным распределительным звеном между напорным трубопроводом и трубопроводом, подводящим воду непосредственно к соплам турбины. В зависимости от количества сопел и конструкции коллектора его можно устанавливать либо в полностью собранном виде, либо отдельными элементами со сборкой их на месте установки в проектном положении. После предварительной выверки коллектора по высоте и положению в плане с помощью парных клиньев или домкратов в штрабы опускаются фундаментные болты коллектора.

Учитывая, что трубопроводы, соединяющие коллектор с соплами, работают под высоким давлением, необходимо тщательно проверять поверхности фланцев с помощью контрольной линейки, не допуская забоин и рисок на них. Фланцевые соединения уплотняются резиновым шнуром по центрирующему буртику фланца и затягиваются припасованными болтами так, чтобы щуп 0,03 *мм* не проходил в соединение. По окончании установки трубопроводов фланцы, соединяющиеся с корпусом сопел, проверяются по высоте и вертикальности положения их плоскостей.

Кожух турбины, состоящий из двух разъемных поясов, может монтироваться блоком, собранным на монтажной площадке, либо собираться на месте установки. До установки нижнего пояса или собранной камеры на место к нижнему фланцу кожуха присоединяется фланец облицовки камеры турбины. Установленный кожух нижним фланцем опирается на металлические прокладки, располагаемые рядом с фундаментными болтами. Затем на кожух устанавливается и закрепляется опора генератора, являющаяся одновременно и облицовкой шахты турбины. Выверка кожуха турбины производится одновременно со всеми установленными закладными частями турбины. Высотное положение кожуха выверяется с помощью парных клиньев или домкратов, устанавливаемых под опорный фланец кожуха. Проверяются также положение в плане и горизонтальность плоскости верхнего фланца кожуха. По окончании выверки кожуха устанавливаются и бетонируются фундаментные болты. Одновременно бетонируются также и фундаментные болты коллектора. Бетонирование закладных частей должно производиться только после установки сопел с насадками и иглами и выверки их совместно с закладными частями.

В процессе дальнейшего монтажа должны быть установлены сопла с иглами. В приведенной конструкции турбины сопла имеют индивидуальные сервомоторы, поэтому монтаж сопел и сервомоторов может осуществляться заранее собранным блоком. При невозможности блочной установки сопла и сервомоторы монтируются отдельными элементами. В этом случае вначале устанавливается колено сопла и присоединяется к подводящему трубопроводу и кожуху турбины, после чего

к колену присоединяется корпус сопла, устанавливаются игла и насадка и производится монтаж сервомотора.

По окончании монтажа сопел производится проверка правильности их установки относительно плоскости верхнего фланца кожуха турбины, так как в дальнейшем эта плоскость будет служить базой для установки рабочих механизмов турбины и монтажа генератора. До начала проверки фундаментные болты кожуха турбины и коллектора должны быть полностью затянуты с последующей проверкой горизонтальности плоскости верхнего фланца кожуха и положения фланца в плане. В многосопловых конструкциях ковшовых турбин для проверки установки сопел на отметке их оси сооружается строганый деревянный настил. К каждому насадку сопла прикладывается и центрируется по его расточке специальный шаблон, при помощи которого определяется положение центра турбины относительно насадков. Совпадение этого центра с осью агрегата, а следовательно, и с осью верхнего фланца кожуха проверяется отвесом, опущенным из пересечения главных осей агрегата. Высотное положение игл проверяется замером рулеткой расстояния от носика иглы до плоскости верхнего фланца кожуха. Для этого все иглы выдвигаются так, чтобы носики их были в одной вертикальной плоскости с торцом насадок. Если коллектор монтируется раньше напорного трубопровода, то проверяются также вертикальность присоединительного фланца коллектора и его положение в плане и по высоте. По окончании проверки закладных частей производятся подгонка и приварка облицовки камеры к кожуху, после чего все закладные части бетонируются. Перед сдачей под бетонирование положение верхнего фланца кожуха турбины должно быть проверено вновь.

Для монтажа рабочего колеса на служебном настиле устанавливаются выкладки с домкратами так, чтобы рабочее колесо располагалось на них несколько ниже проектной отметки. Опущенное на настил рабочее колесо с валом устанавливается вертикально и предварительно расцентровывается по верхнему фланцу кожуха турбины. Затем на место устанавливается и собирается крышка турбины, состоящая из двух частей. Окончательная выверка ее производится после центровки вала агрегата.

Монтаж сервомоторов управления иглой сопла, поступающих в собранном виде, заключается в установке их на колено сопел и соединении с иглой. Сервомотор управления поворотом отклонителя устанавливается на крышку турбины и соединяется системой тяг и рычагов с отклонителями обоих сопел. При этом вначале устанавливается и подвешивается на рычаге вал отклонителя, а затем монтируется сервомотор и соединяется тягами с рычагами обоих отклонителей.

После установки ротора генератора его вал прицентровывается к валу турбины, и затем производится соединение валов турбины и генератора, для чего рабочее колесо турбины приподнимается домкратами. В процессе центровки агрегата рабочее колесо устанавливается по оси агрегата на равном расстоянии от сопел и так, чтобы ножи ковшей располагались в одной горизонтальной плоскости со средней линией игл сопел с точностью до $\pm 1{,}0$ *мм*. Выверка рабочего колеса по высоте осуществляется с помощью подкладок, устанавливаемых под корпус статора генератора. По окончании центровки агрегата крышка турбины расцентровывается по валу, полностью закрепляется на кожухе и фиксируется контрольными штифтами. Затем устанавливается на место вкладыш подшипника турбины и проверяется кинематика механизма поворота отклонителей. Результаты центровки агрегата, высотное положение рабочего колеса, а также величина зазоров в подшипнике и в лабиринтных уплотнениях заносятся в монтажный формуляр.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

9-1. ОРГАНИЗАЦИЯ СБОРКИ И МОНТАЖА ГЕНЕРАТОРОВ

Вертикальные гидрогенераторы небольшой и средней мощности обычно поступают на монтаж отдельными собранными транспортабельными узлами: ротор, статор, верхняя и нижняя крестовины и др. Монтаж таких генераторов сводится к установке на место отдельных узлов, соединению их между собой и проверке собранного генератора.

Монтаж крупных вертикальных генераторов значительно сложнее. Монтажному персоналу, кроме основных монтажных операций по сборке, установке, выверке и креплению деталей и узлов, приходится выполнять дополнительно ряд заводских операций по контрольной сборке узлов и слесарной подгонке деталей, вследствие того что полная сборка крупных генераторов и пуск их в работу впервые производятся на месте установки. К таким операциям относятся: контрольно-укрупнительная сборка ротора, укрупнительная сборка статора, нижней и верхней крестовин, подгонка кожухов и перекрытий и др.

Для обеспечения производства монтажа гидроагрегатов в минимально возможные сроки монтажные операции по генератору вначале следует развертывать в двух направлениях:

1) производство работ на монтажной и внешних сборочных площадках по укрупнительной сборке ротора и статора и подготовке их к опусканию в шахту, сборке верхней и нижней крестовин и других узлов;

2) выполнение работ в шахте агрегата по установке нижней крестовины и статора.

В дальнейшем эти направления объединяются, и после установки ротора на место все работы сосредоточиваются в основном в шахте агрегата.

Основными техническими требованиями, выполнение которых определяет и обеспечивает качество работ по монтажу вертикальных генераторов, являются:

тщательная выверка деталей при сборке и установке и надежное закрепление их;

точность положения оси вала генератора и совмещение ее с осью турбины;

правильное положение ротора генератора в подшипниках;

обеспечение нормальных температурных колебаний подшипников и подпятника, не выходящих из пределов, установленных заводом-изготовителем;

обеспечение допустимых величин вибрации опор и деталей в работающем генераторе.

Проверка правильности установки деталей и узлов генератора при монтаже производится по фактическому положению смонтированной гидротурбины. При этом положение гидрогенератора относительно вертикальной оси агрегата определяется положением оси выверенного вала турбины, а высотное положение — отметкой верхней плоскости фланца этого вала.

Возможная технологическая последовательность монтажа вертикального гидрогенератора подвесного типа с радиально-осевой турбиной схематично приведена на рис. 9-1. Монтаж генератора начинается (рис. 9-1,*а*) с установки нижней крестовины *1* с системой торможения *2*, а также статора генератора *3*. Затем на место устанавливается

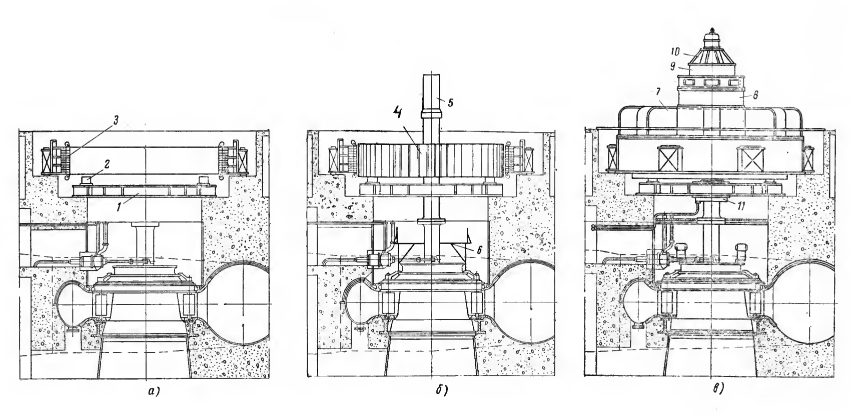


Рис. 9-1. Последовательность монтажа генератора подвесного типа.

а — монтаж нижней крестовины и статора генератора; *б* — установка ротора генератора; *в* — окончание монтажа генератора.

предварнтельно собраиный ротор *4* с валом *5* (рнс. 9-1,*б*) и монтнруются подмости *6* для соединення валов геиератора и турбины. На рнс. 9-1,*в* показаи дальиейший монтаж верхней крестовины *7*, подпятника агрегата *8*, возбуднтеля *9*, подвозбудителя *10*, иижнего иаправляющего подшипиика *11* и остальных деталей и узлов генератора.

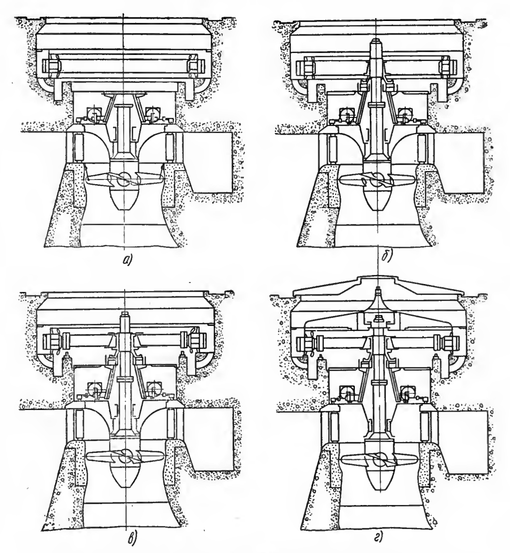


Рис. 9-2. Последовательиость монтажа генератора зонтичного типа.

а — монтаж опоры подпятника и статора генератора; *б* — монтаж вала генератора и подпятника; *в* — установка ротора генератора; *г* — окончание монтажа деталей и узлов генератора.

На рис. 9-2 схематично приведена последовательность монтажа гидрогеиератора зонтичного типа с поворотиолопастной турбииой. На рнс. 9-2,*а* показана первая монтажиая операция по генератору—установка его статора по окончании монтажа основных узлов турбииы. На рис. 9-2,*б* видно, что уже собран подпятник, установлен и прицентроваи к ротору турбины вал генератора со втулкой. На этой схеме показано, что вал геиератора соеднней с валом турбины. На рис. 9-2,*в* показаио, что статор отцеитрован по валу генератора и ротор уже установлен на место. На рис. 9-2,*г* показаны установка верхней кре-

стовнны, подшипиика генератора, маслопрнемннка турбнны, крышкн агрегата н окончание монтажа всех остальных деталей н узлов генератора.

9-2. ЗАКЛАДНЫЕ ЧАСТИ ГЕНЕРАТОРА

Закладнымн частямн вертикальных генераторов являются бетоннруемые опоры статора, ннжней крестовнны нли тормозных домкратов, а также распорные устройства верхней крестовнны. Опоры статора выполняются в внде фундаментных плнт, устанавлнваемых на монтажных парных клнньях с металлнческнмн подкладками и закрепленных в бетоне фундаментными болтамн.

Монтажные клнньи изготовляются длнной на 100—150 *мм* более шнрнны фундаментной плнты. Онн должны быть обработаны н нметь уклон не более 1:50 для обеспечення самоторможення клнна. Металлнческне подкладкн, устанавлнваемые под клннья на бетон, могут быть необработаны, но поверхность нх должна быть ровной. Шнрнна подкладок должна быть равна шнрнне клнньев, а длнна — шнрнне плнты. Площадь подкладок, устанавлнваемых на бетон, должна обеспечнвать давлеиие на фундамент не более 20—25 $кГ/см^2$.

При прнемке места установки закладных частей генератора должны быть проверены высотная отметка и состоянне поверхностн бетона под фундаментные плиты, размеры, расположенне н состоянне штраб для фундаментиых болтов, налнчне н размеры ннш для установкн выверочных домкратов под статор генератора. Особое вннманне следует уделять размерам н правнльностн расположения штраб фундаментных болтов, так как после установкн на место статора нли ннжней крестовнны нсправнть положенне штраб нельзя. Установочная отметка бетона под плитамн должна быть несколько ннже проектной с тем, чтобы прн выверке монтнруемых деталей нмелась возможность опускать нх. Прнемка фундамента н штраб для болтов оформляется актом.

Осиовиым способом установкн фундаментных плнт следует счнтать монтаж их совместно с деталями, опнрающнмися на плиты. Для этого при укрупннтельной сборке статора н ннжней крестовины на монтажной площадке к ннм прнсоеднняются постояннымн шпнлькамн фундаментные плнты без постановкн контрольных штнфтов. На месте же установкн плнт ставятся н тщательно выверяются по высоте н в плане монтажные клннья с подкладкамн. Поверхность бетона в местах постановки подкладок должна быть горизоитальной н зачнщенной с тем, чтобы подкладкн опнралнсь на бетон всей плоскостью. После опускання монтируемых деталей на место в отверстня плнт ставятся фундаментные болты. Прн этом болты необходнмо устанавлнвать в центре отверстня плнты, что в последующем после бетоннровання болтов даст возможность перемещення плнты прн выверках в пределах зазора между болтом н отверстнем в плнте.

Однако фундаментные плнты могут устанавлнваться н заранее до опускання опнрающнхся на ннх деталей. В этом случае плнты должиы быть выставлены как можно точнее по отметке, а также выверены по расположенню в плане н относнтельно осн агрегата. Фундаментные болты при этом не должны бетоннроваться.

Базой для выверкн фундаментных плнт обычно является верхняя плоскость фланца установленного вала турбнны с учетом велнчнны заиижения рабочего колеса прн его установке. Но в случае иеобходимостн монтаж статора генератора н фундаментных плнт может осуществляться и до установкн на место рабочего колеса с валом. Прн такой установке деталей геиератора базой для выверкн может служнть плоскость верхнего фланца статора турбнны. В обонх случаях при опреде-

лении необходимой отметки фундаментных плит принимаются не проектные отметки или размеры деталей агрегата, а фактические, замеренные в натуре. Такая необходимость объясняется возможностью довольно значительных отклонений в размерах деталей при их изготовлении.

Схема установки закладных частей вертикальных генераторов и определение необходимых отметок фундаментных плит показаны на рис. 9-3. Отметка верха фундаментных плит статора для зонтичных

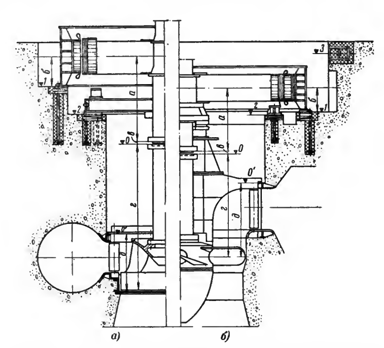


Рис. 9-3. Схема установки закладных частей вертикальных гидрогенераторов.

а — подвесной генератор с нижней крестовиной; *б* — зонтичный генератор без нижней крестовины.

генераторов с поворотнолопастной турбиной и подвесного генератора с радиально-осевой турбиной с учетом расчетного прогиба верхней крестовины или крышки турбины будет равна:

а) при выверке по фланцу турбины

$$\nabla 1 = a + в - б - к;$$

б) при выверке по фланцу статора турбины

$$\nabla 1 = a + в + г - б - д - к,$$

где в обоих случаях приняты фактически измеренные следующие величины:

а — расстояние от средней линии ротора до поверхности фланца вала генератора;

б — размер от средней линии статора до его нижней опорной поверхности;

в — величина подъема рабочего колеса;

г — фактические размеры всех сопрягаемых деталей: в радиально-осевых турбинах — от опоры рабочего колеса на фланце фундаментного кольца до поверхности верхнего фланца вала турбины, в поворотнолопастных турбинах — от оси рабочего колеса до поверхности верхнего фланца вала турбины;

д — фактические размеры сопрягаемых деталей: в радиально-осевых турбинах — от верхнего фланца статора турбины до опоры рабочего колеса на фланце фундаментного кольца, в поворотнолопастных турбинах — от верхнего фланца статора турбины до оси рабочего колеса;

к — расчетная величина прогиба верхней крестовины или крышки турбины.

Аналогично определяются отметки фундаментных плит статоров подвесных генераторов без нижних крестовин и зонтичных генераторов с нижними крестовинами, а также плит тормозных опор и закладных конструкций распоров верхней крестовины.

Бетонирование фундаментных болтов статора, нижней крестовины и тормозных опор производится после выверки устанавливаемых узлов, так как при выверках необходимо перемещать их вместе с плитами и фундаментными болтами. По затвердении бетона и до передачи на эти детали веса ротора агрегата фундаментные болты должны быть туго затянуты. Бетонирование фундаментных плит производится после окончательной выверки опирающихся на них узлов и центровки агрегата. Пуск гидроагрегата, в том числе и пробный, до полного затвердения бетона не допускается. Бетонирование фундаментных плит и колодцев фундаментных болтов должно производиться при температуре не ниже +5° С высококачественным бетоном, дающим минимальную усадку, с предварительной тщательной очисткой, промывкой и насечкой бетонируемых поверхностей.

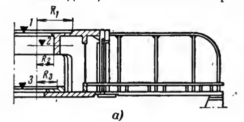
9-3. МОНТАЖ ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Нижняя крестовина подвесного генератора до установки на место полностью собирается вместе с тормозной системой на монтажной площадке. При сборке вначале на выкладках устанавливаются фундаментные плиты, на которые опускается мост крестовины. К мосту затем присоединяются отъемные лапы так, чтобы тормозные опорные поверхности на крестовине были горизонтальны и находились в одной плоскости. Расположение лап в одной плоскости проверяется нивелиром, а горизонтальность — уровнем. После выверки затягиваются соединительные болты, ставятся контрольные шпильки и все гайки прихватываются электросваркой. К крестовине крепятся также фундаментные плиты, устанавливаемые по центру отверстий соединительных болтов.

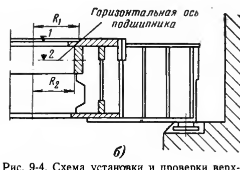
Тормозные домкраты перед установкой разбираются, осматриваются, проверяются рабочие детали их и просаливаются уплотняющие манжеты. Затем тормоза собираются и производится гидравлическое испытание их. При установке тормозов на лапы крестовины необходимо соблюдать их маркировку. Расположение верхних поверхностей тормозных домкратов в одной горизонтальной плоскости проверяется после выверки нижней крестовины перед установкой ротора. Трубопроводы тормозной системы, расположенные на самой крестовине, устанавливаются при ее сборке. Присоединение трубопроводов к сети и гидравлическое испытание всей системы торможения производятся после установки нижней крестовины на место.

Установка крестовины в шахту агрегата производится после опускания в шахту рабочего колеса и основных габаритных деталей турбины. Раньше крестовину ставить нельзя, так как она перекрывает собой кратер агрегата, вследствие чего прекращается возможность опускания деталей турбины. После установки нижней крестовины на место фундаментные болты заводятся в фундаментные плиты и закрепляются по центру отверстия в плите с помощью центрирующих колец. Установленная крестовина предварительно проверяется по высоте относительно фланца вала турбины и соосности с валом агрегата (рис. 9-4,*б*).

Нижняя крестовина зонтичного генератора собирается в укрупиеииый блок с тормозиой системой и подпятииком, также иа моитажной площадке. Для этого цеитральная часть крестовииы устаиавливается иа выкладках, и затем к ней присоедиияются лапы, между которыми закрепляются промежуточиые балки. Фуидаметиые плиты присоедииякотся к лапам крестовииы. При моитаже тормозиой системы производятся ревизия и испытаиие тормозов и прокладка воздушиого трубопровода. На опориой части крестовины собираются масляиая ваииа и подпятик, состоящий из осиоваиия, опориых болтов и сегмеитов. Устаиовлеииая иа место крестовииа выверяется отиосительио флаица турбииного вала по осям агрегата и отметке (рис. 9-4,*б*).



а)



б)

Рис. 9-4. Схема установки и проверки верхней и нижней крестовин геиератора.
а — верхняя крестовииа; *б* — нижняя крестовина.

Тормозиые домкраты вие зависимости от того, устаиавливаются ли оии иа иижией крестовиие или иа бетоииых опорах, окоичательио выверяются после центровки вала геиератора. При этом трущиеся поверхиости тормозиых колодок по заводским требоваииям должиы быть устаиовлеиы в одиой горизоитальиой плоскости с точиостью до $\pm 0{,}5$ *мм*. Отклоиеиие от проектиого значения расстояиия от плоскости треиия тормозиых колодок до иаиболее иизкой части тормозиого диска не должио превышать 5 *мм*.

Верхняя крестовина. При сборке на монтажной площадке верхней крестовииы подвесиого геиератора цеитральиая часть ее (втулка) устаиавливается иа деревяииых выкладках или металлических опорах так, чтобы под лапы крестовииы можио было поставить домкраты. К втулке поочередио ставятся лапы, расположеииые диаметральио противоположио, выверяются домкратами по уровию, фиксируются шпоиками и крепятся времеииыми болтами, которые после проверки сборки крестовииы замеияются постояииыми шпильками. Затягиваиие гаек шпилек должио производиться с одииаковыми усилиями. По окоичаиии затягиваиия гайки прихватываются электросваркой и иа место устанавливаются коитрольиые штифты. Масляиые ваииы подпятиика и верхиего иаправляющего подшипника целесообразио устаиавливать иа место при сборке верхией крестовииы иа моитажиой площадке. До устаиовки ваииу иеобходимо очистить от грязи и ржавчины. Поставлеииая иа место масляиая ваииа выверяется, закрепляется болтами и штифтуется. В масляной ваиие устаиавливается выгородка подпятиика или подшипника с постаиовкой уплотияющей прокладки. Собираются также маслоохладители и испытываются гидравлическим давлеиием 3,5—4 $кГ/см^2$ в течеиие часа.

Верхияя крестовииа ставится иа статор после опускаиия иа место ротора геиератора. Предварительио между лапами крестовииы и верхним флаицем статора закладываются подкладки из листовой стали, с помощью которых крестовииа выверяется по высотиой отметке и горизоитальиости. Проверяется также соосиость крестовииы и вала агрегата (рис. 9-4,*а*).

Порядок выполнения проверок и монтажные допуски на установку крестовин приведены в табл. 9-1. После выверки лапы верхней крестовины крепятся болтами к опорному фланцу статора и штифтуются.

Таблица 9-1

Порядок проверок и величины допусков на монтаж крестовин генераторов

Проверяемое положение крестовины	Место замера	Допустимые величины отклонений, *мм*
Высотное положение относительно фланца вала турбины:		
опорно-направляющей крестовины	Плоскость для установки основания подпятника	2
направляющей крестовины	Горизонтальная ось установочных болтов вкладыша подшипника или плоскость для установки системы возбуждения	3
Соосность валу турбины	От оси вала до расточки под основание подпятника, до боковой поверхности гнезда вкладыша подшипника или до расточки под корпус магнитной системы	1,5
Горизонтальность	Плоскость для установки подпятника или верхняя обработанная плоскость центральной части крестовины	0,2 *мм* на 1 *м* диаметра проточки

В генераторах, требующих электрической изоляции крестовин, величина сопротивления изоляции должна быть не менее 0,3 *Мом*.

Распорные домкраты, расположенные у верхних крестовин, монтируются и напрягаются после установки на место крестовины в процессе выверки ее. Однако в связи с неравномерностью вдавливания домкратов в бетон при линейном тепловом расширении лап крестовины в работающем агрегате могут произойти нарушение центровки агрегата и резкое повышение вибрации крестовины. Поэтому рекомендуется окончательный распор домкратов производить после пуска агрегата, когда температура крестовины и статора будет близка к рабочей. При этом необходимо к каждой лапе крестовины установить индикатор и тщательно следить, чтобы не происходило смещения крестовины.

Направляющая верхняя крестовина зонтичного генератора с направляющим подшипником и без него укрупняется на монтажной площадке и устанавливается на место аналогично верхней крестовине подвесного генератора.

9-4. СБОРКА И УСТАНОВКА СТАТОРА

К началу монтажа статора генератора все его секции необходимо подать на монтажную площадку, распаковать и зачистить установочные и сопрягаемые плоскости секций. Если все секции уложить горизонтально на монтажной площадке не представляется возможным, то следует располагать их вертикально, устанавливая секции надежно на металлические подкладки или фундаментные плиты с обязательной проверкой уровнем их вертикальности.

Сборка статора может производиться как на месте установки в проектном положении, так и на монтажной площадке с установкой на место в собранном виде. Поэлементная сборка на месте установки является наиболее надежным, простым и экономичным способом монтажа статора, но цикл монтажных работ в кратере агрегата в этом случае увеличивается. В связи с этим поэлементная установка статора может быть рекомендована для монтажа оборудования малоагрегатных гидроэлектростанций, а также для всех случаев, когда длительность ра-

бот в кратере агрегата не влияет на сроки сооружения станции. Укрупнительная сборка статора на монтажной площадке с выполнением всех электрообмоточных работ и установка его в собранном виде значительно уменьшают цикл монтажа генератора. Однако этот способ требует достаточных свободных монтажных площадей, а при сборке крупных статоров — и наличия специального захватного устройства для транспортировки статора в собранном виде.

Технология сборки статора при обоих способах монтажа практически одинакова, и поэтому ниже будет рассмотрена поэлементная сборка статора на месте установки. До опускания сегментов статора с закрепленными на них фундаментными плитами на месте установки должны быть выставлены на проектную отметку парные клинья с подкладками. Кроме того, под каждый сегмент необходимо поставить по два домкрата, механических или гидравлических, которые будут необходимы для выверки высотного положения сегмента. Подготовленный на монтажной площадке в соответствии с маркировкой первый сегмент кантуется в вертикальное положение, захватывается стропом или специальным захватным устройством и устанавливается на клинья и домкраты. Если фундаментные болты имеют анкерные плитки, то установленный сегмент закрепляется на месте фундаментными болтами, в противном случае он надежно крепится к бетону растяжками или другим способом, после чего выверяется с помощью домкратов или крана горизонтальность установленного сегмента и его соосность с агрегатом. При этом первый сегмент должен быть выверен особенно точно, так как он является в дальнейшем базой для установки и выверки остальных сегментов. Все последующие сегменты устанавливаются таким же способом согласно маркировке и соединяются между собой болтами с предварительным неплотным затягиванием их.

По окончании установки и предварительного соединения всех сегментов проверяются зазоры между спинками активной стали в стыках сегментов не менее чем в трех-четырех точках по высоте стыка. В зависимости от равномерности и величины зазоров, а также от конструкции статора в стыки по всей высоте сопрягаемых плоскостей активной стали закладываются прокладки из электротехнического картона. Толщина прокладки должна обеспечить равномерность стыкового паза обмотки статора и проектную величину его с отклонением не более ±2—3%.

После установки прокладок стыки всех сегментов плотно затягиваются шпильками вначале по внутреннему ряду их, а затем по наружному. При этом шпильки могут затягиваться в холодном или горячем состоянии, но так, чтобы соединение было плотным, без зазоров. Зазоры допускаются только местные на участках не более 200—250 *мм* общей протяженностью не более 50% высоты стыка. При наличии местных зазоров более допустимых необходимо на таких участках закладывать прокладки из листовой стали соответствующей толщины. По окончании затягивания гайки привариваются одной гранью к стыковому брусу или плите и устанавливаются стыковые фиксирующие штифты.

Выверка статора. Выверка установленного статора по высоте и центровка его могут производиться до или после опускания на место ротора генератора. Качество выверки в обоих случаях может быть одинаковым, но выверка статора с установленным ротором усложняет работы и увеличивает время выполнения их. Поэтому удобнее и целесообразнее все выверки статора производить до установки ротора.

Высотная выверка статора заключается в придании ему правильного положения по высоте и горизонтальности. Осуществляется высотная выверка с помощью установленных заранее под нижний фланец статора домкратов. Выверенный статор фиксируется подбивкой парных клиньев или соответствующим изменением толщины подкладок.

Необходимая высотная отметка статора устанавливается по положению фланца вала турбины согласно фактическим размерам соответствующих деталей и узлов турбины и генератора. Окончательное высотное положение смонтированного статора определяется положением его средней линии, отклонение которой от средней линии ротора не должно быть более 0,5% высоты активной стали статора. Средняя линия статора является среднеарифметической замеров середины высоты активной стали статора не менее чем в двенадцати противоположных сечениях. Замеры положения статора при высотной выверке производятся нивелированием его верхнего фланца.

Горизонтальность статора определяется вертикальностью его расточки (по активной стали), которая должна быть параллельна оси вала генератора с отклонением не более 0,3 *мм* на 1 *м* высоты активной стали.

Центровка статора относительно оси агрегата заключается в проверке эксцентричности его положения относительно оси и эллиптичности расточки статора по активной стали (рис. 9-5). Центровка проверяется замерами от расточки статора до осевой струны, подвешенной соосно с валом турбины (рис. 9-5,*а*), либо до вала генератора (в генераторах зонтичного типа), прицентрованного к валу турбины (рис. 9-5,*б*). Центровку статора можно производить также с помощью специальной жесткой подставки с поворотной стрелой или без нее, установленной на фланце вала турбины, с помощью струны, подвешенной на треноге, расположенной также на фланце вала турбины, и другими способами. Во всех случаях замеры удобно выполнять с помощью полой штанги с микрометрической головкой.

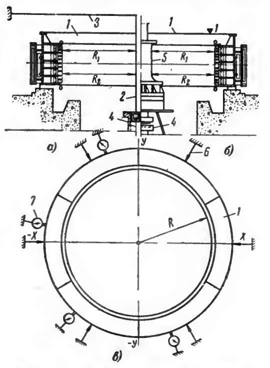


Рис. 9-5. Схема выверки статора генератора.

а — выверка по осевой струне; *б* — выверка по валу генератора; *в* — схема перемещений статора и устранения эллиптичности; *1* — статор; *2* — осевая струна с отвесом; *3* — горизонтальные струны; *4* — вал турбины; *5* — вал генератора; *6* — домкраты; *7* — индикаторы.

Отклонения положения статора относительно оси агрегата и эллиптичность формы определяются требованиями равномерности воздушного зазора генератора; заводскими нормами отклонения допускаются в пределах до 5% величины проектного воздушного зазора.

Изменение положения статора и устранение его эллиптичности производятся с помощью домкратов, устанавливаемых горизонтально по нижнему фланцу статора и упирающихся в бетон. Если есть возможность, то домкраты целесообразно установить также и по верхнему фланцу статора. Перед началом перемещения статора или изменения его формы все домкраты должны быть туго зажаты (рис. 9-5,*в*). Затем с той стороны, куда необходимо переместить статор, или по меньшей оси эллипса домкраты ослабляются на величину необходимого перемещения, вследствие чего статор от удара кувалдой по нижнему фланцу должен плавно передвинуться в необходимом направлении. Такой спо-

соб центровки статора, основанный на упругости его конструкции, дает возможность перемещать статор и изменять форму его на незначительные величины плавно и без рывков, чего нельзя достигнуть нажимом домкратами. Величина перемещений и изменения формы статора замеряются индикаторами.

После окончания центровки статор закрепляется на месте фундаментными болтами, если они имеют анкерные плиты. В случаях отсутствия анкерных плит фундаментные болты бетонируются без подливки фундаментных плит статора и после затвердевания бетона туго затягиваются.

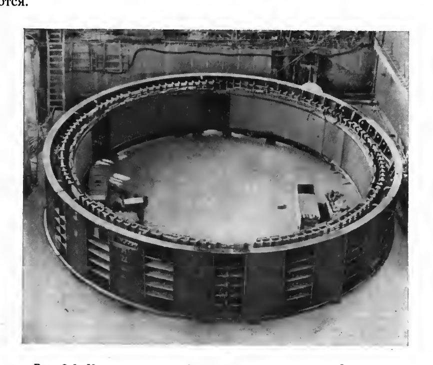


Рис. 9-6. Укрупнительная сборка статора на монтажной площадке.

Штифтовка статора на фундаментных плитах, а также бетонирование фундаментных плит производятся после окончания выверки линии вала агрегата и проверки воздушного зазора генератора.

Блочный монтаж статора. Технология укрупнительной сборки статора на монтажной площадке (рис. 9-6), включая электрообмоточные работы, аналогична технологии сборки статора в кратере агрегата. Выполняется сборка на деревянных или металлических выкладках, на которых заранее уложены фундаментные плиты. Горизонтальность сегментов при сборке проверяется уровнем по верхнему фланцу. Вся сборка статора заканчивается на площадке полностью с окончательным затягиванием стыковых соединений. Выверка эллиптичности статора производится на месте установки.

Подъем и транспортировка собранного статора к месту установки осуществляются двумя кранами с помощью специального подъемного устройства, состоящего из траверсы для переноски ротора с дополнительно установленными поперечными балками (рис. 9-7). Строповка статора к подъемному устройству производится тросами, закрепляемыми за соединительные брусья сегментов. При строповке необходимо обращать особое внимание на то, чтобы длина стропов обеспечивала подъем статора равномерно за все точки строповки, а также горизон-

тальность поднятого статора. Эта операция является наиболее ответственной и должна выполняться под непосредственным наблюдением руководителя монтажа. Транспортировка собранного статора мощного генератора показана на рис. 9-8.

Во время опускания статора на место необходимо следить за его горизонтальностью и одновременностью установки на все точки опоры во избежание деформации корпуса из-за перекоса при установке. Установленный на фундамент статор в дальнейшем выверяется и закрепляется способами, описанными выше.

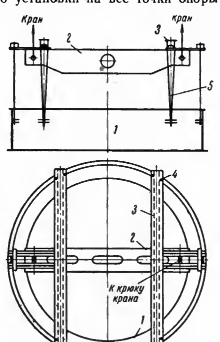


Рис. 9-7. Схема подъема собранного статора

1 — статор; *2* — траверса; *3* — балка; *4* — место строповки; *5* — стропа.

Обмоточные работы и сушка статора. В связи с тем, что статоры средних и крупных гидрогенераторов изготовляются разъемными, обмотка статора не может быть уложена в стыках сегментов на заводе-изготовителе и работа эта вынужденно выполняется при монтаже. Обмоточные работы являются специфичным видом ответственных электромеханических работ и должны выполняться в каждом отдельном случае по специальной технологии и электрическим схемам непосредственно заводским персоналом или под руководством и наблюдением технического персонала завода-изготовителя. Поэтому ниже приводятся только общие положения по обмоточным работам и электрическим испытаниям генератора, которые необходимо знать руководящему монтажному персоналу, выполняющему работы по монтажу механической части генератора и являющемуся ответственным за монтажные работы по всему блоку гидроагрегата и за ввод агрегата в работу.

Обмоточные работы производятся по окончании соединения сегментов и выверки установки статора в случае сборки его в кратере агрегата. При укрупнительной сборке статора на монтажной площадке обмоточные работы целесообразно выполнять там же, что значительно уменьшит время выполнения монтажных работ непосредственно на месте установки агрегата.

Перед укладкой стержней обмотки в пазы активной стали стыков статора следует тщательно очистить пазы от грязи и пыли, проверить отсутствие заусенцев, выступающих в пазы сегментов активной стали, и в случае необходимости запилить их. После запиловки и очистки пазы смазываются слоем специального микамыла. При обмотке с компаундированной изоляцией укладка в пазы катушек и стержней, а также поднятие, выем и рихтовка их должны производиться с обязательным нагревом. Нагрев укладываемых стержней производится в специальном термостате до температуры 90—100° С, замеряемой на поверхности изоляции.

В пазы статора закладываются вначале все нижние стержни, а затем верхние. После укладки стержней и до соединения их с остальной обмоткой изоляция стержней от корпуса проверяется на электрическую прочность.

Пайку соединений уложенной обмотки производят оловянистым или серебряным припоем с бескислотным флюсом. Пустоты в местах паек не допускаются.

Изоляция соединений обмотки должна быть плотной, без ощутимых пустот и не деформироваться при сжатии от руки. Лобовые части обмотки не должны выступать за пределы внутреннего контура активной стали статора.

Отклонения лобовых частей обмотки по высоте и зазоры в просветах между головками обмотки должны соответствовать размерам остальной части обмотки, выполненной на заводе.

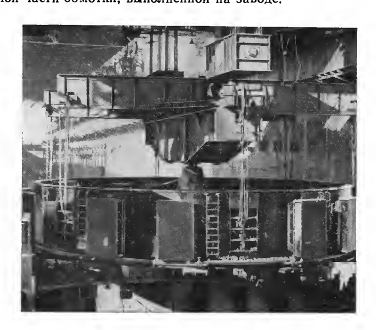


Рис. 9-8. Транспортировка статора генератора в собранном виде.

Изолированные во время сборки статора участки лобовых частей, шин, перемычек и бандажных колец статора покрываются вначале слоем электроизоляционного лака, а затем двумя слоями электроэмали с просушкой каждого слоя. По окончании просушки второго слоя эмали все лобовые части обмотки, активная сталь, пазовые клинья, шины, перемычки и бандажные кольца вновь покрываются двумя слоями электроизоляционного лака.

По окончании сборки статора и выполнения электрообмоточных работ изоляция обмотки статора и особенно лобовых частей обычно оказывается значительно увлажненной, что снижает электрическую прочность изоляции. Поэтому обмотки статора перед испытанием электрической прочности их изоляции обязательно должны подвергаться сушке.

Сушка обмоток статора может производиться до пробного пуска агрегата при неподвижном состоянии ротора либо после пуска при вращающемся роторе генератора. Целесообразнее производить сушку обмоток статора при неподвижном роторе, так как в этом случае к пуску агрегата статор будет уже высушен и ввод агрегата в эксплуатацию может быть несколько ускорен.

Определение способа сушки обмоток статора производится шефперсоналом завода-изготовителя совместно с монтирующей организацией

и с учетом реальных условий строительства, графика выполнения монтажных работ и срока ввода гидроагрегата в эксплуатацию.

Испытание обмоток статора повышенным напряжением производится обычно после сушки в подогретом состоянии обмотки.

9-5. СБОРКА И УСТАНОВКА РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Технология монтажа ротора. Способы монтажа роторов генераторов зависят от конструктивного исполнения, технологии изготовления, габаритов и блочности поставки их.

Монтаж ротора диаметром до 4 *м*, поступающего с завода в полностью собранном виде, заключается в наружном осмотре его и установке на место. Для опускания в статор такого ротора необходимо подготовить захватное устройство. Проверка общего состояния ротора и его отдельных деталей заключается в тщательном осмотре крепления полюсов и токопроводов, проверке надежности всех механических соединений элементов ротора и закрепления гаек, определении сопротивления изоляции обмотки ротора. По возможности следует подвергнуть сушке обмотку ротора и произвести электрические испытания ее. После этого ротор закрепляется к крану с помощью захватного устройства и опускается в статор.

Роторы диаметром от 4 до 6,5 *м* поступают с завода в виде отдельных элементов: остова с втулкой, вала, пакетов сегментов обода, полюсов, тормозных сегментов. Сборка такого ротора при монтаже выполняется в следующем порядке. Остов с втулкой насаживается на вал, собираются пакеты обода и расклиниваются на остове. Затем навешиваются и расклиниваются полюсы, устанавливаются тормозные сегменты, производятся сушка и электрические испытания обмотки ротора, после чего ротор в полностью собранном виде устанавливается на место.

Технология изготовления и блочность поставки роторов диаметром от 6,5 до 7,5 *м* значительно отличаются от описанных выше. Блоком поставляется только остов ротора, состоящий обычно из двух частей. Все же остальные узлы поступают в виде отдельных элементов: втулки, вала, шихтованных сегментов обода, полюсов, тормозных сегментов. При сборке ротора на монтаже втулка в нагретом состоянии насаживается на вал и фиксируется запорным кольцом. Части остова соединяются между собой и закрепляются на втулке с помощью шпилек. Затем на остове собирается обод из отдельных сегментов, стягивается шпильками и расклинивается. После этого навешиваются и расклиниваются полюсы, устанавливаются тормозные сегменты, производятся сушка и электрические испытания обмоток ротора. Полностью собранный ротор опускается в статор.

Все узлы роторов диаметром свыше 7,5 *м* поступают на монтаж отдельными элементами без заводской контрольной сборки. В связи с этим сборка ротора производится полностью на монтажной площадке. Способы и технология сборки таких роторов генераторов подвесного и зонтичного типов существенного различия не имеют. Поэтому ниже будет рассмотрена технология сборки и установки ротора подвесного генератора в качестве основного варианта. Одновременно будут приведены технологические особенности сборки отдельных элементов, а также установки роторов зонтичных генераторов.

Сборка ротора крупного генератора является наиболее трудоемкой и продолжительной монтажной операцией. Поэтому она во избежание задержки монтажа агрегата должна начинаться не менее чем за 30—40 дней до установки ротора на место и с таким расчетом, чтобы к моменту установки рабочего колеса турбины на место ротор был уже в основном собран. Технологический процесс поэлементной сборки и

установки собранного ротора подвесного генератора может осуществляться в приведенной ниже последовательности:

1) кантовка, установка на сборочную тумбу и выверка вала генератора;

2) подогрев и насадка втулки ротора на вал;

3) сборка, выверка и окончательное крепление остова к втулке;

4) установка тормозных сегментов и закладка основания обода;

5) укладка и опрессовка сегментов обода;

6) дорновка отверстий в ободе для постоянных шпилек, установка и затягивание шпилек;

7) дорновка полюсных пазов и навешивание полюсов;

8) выверка и расклинивание полюсов;

9) расклинивание и выверка обода;

10) установка и крепление вентиляторов;

11) пайка соединений полюсов и демпферной обмотки;

12) сушка ротора, испытания и окраска;

13) подготовка и установка траверсы для транспортирования ротора;

14) установка ротора в статор на тормозные колодки.

Технология сборки ротора зонтичного генератора с дисковым креплением спиц к втулке отличается тем, что вал генератора после посадки на него втулки опускается в кратер агрегата и устанавливается на собранный к этому времени подпятник, опираясь через диск подпятника и сегменты на нижнюю крестовину или опору подпятника на крышке турбины. На монтажной же площадке на выкладках или специальных опорах устанавливается вспомогательная (монтажная) втулка, с помощью которой и производится сборка остова ротора. На вспомогательную втулку устанавливается нижний диск остова, затем ставятся и выверяются спицы остова, после чего на спицы устанавливается верхний диск. Собранный на вспомогательной втулке остов выверяется, и вся дальнейшая сборка ротора производится аналогично сборке ротора подвесного генератора.

Таблица 9-2

Допуски на сборку ротора генератора

Проверяемые положения и размеры	Места замеров	Допустимые отклонения, *мм*, при диаметре ротора (не менее), *м*		
		4,5	9,0	14,5
Концентричность обода	По радиусу до наружного торца спиц (среднее арифметическое от замеров вверху и внизу спицы)	0,6	0,8	1,2
Концентричность полюсов	По радиусу до внешней плоскости башмака полюса (среднее арифметическое от замеров вверху и внизу полюса)	0,8	1,0	1,5
Высотное положение полюсов	От горизонтальной оси полюса до средней плоскости обода ротора	5	8	10
Бой поверхности трения тормозного диска	По плоскости трения диска	5	5	5

Установка ротора зонтичного генератора такой конструкции на место отличается тем, что в статор он опускается без вала и соединение остова ротора со втулкой производится в кратере агрегата. Опирается установленный ротор на подпятник агрегата, а не на тормозные домкраты.

Если спицы остова ротора зонтичного генератора крепятся к втулке вертикальными плитами, то такой ротор целесообразно собирать на монтажной площадке с валом и в полностью собранном виде устанавливать на место аналогично ротору подвесного генератора.

Допуски на сборку ротора генератора приведены в табл. 9-2.

Установка вала генератора. Во всех конструктивных исполнениях крупных генераторов подвесного типа укрупнительная сборка ротора на монтажной площадке производится вместе с валом и затем полностью собранный ротор опускается в статор.

Валы зонтичных генераторов, как правило, соединяются с остовом ротора через втулку, которая является одновременно и опорной втулкой подпятника. Соединение спиц с втулкой осуществляется двумя дисками либо вертикальными плитами. При дисковом креплении спиц вал с насаженной втулкой устанавливается на место отдельно, а ротор собирается на монтажной площадке с помощью вспомогательной втулки. Собранный ротор опускается на вал, и диски остова соединяются с втулкой. В конструкциях втулки с креплением спиц вертикальными плитами ротор собирается на монтажной площадке вместе с валом.

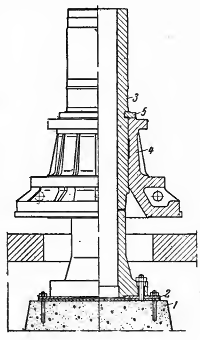


Рис. 9-9. Насадка втулки ротора на вал.

Насадка втулки ротора на вал (рис. 9-9) производится в его вертикальном положении на специальной бетонной опоре *1*. Отметка верха опоры определяется возможностью подъема втулки над валом при ее насадке. Если ротор собирается на валу, то эта отметка для удобства сборочных работ должна быть такой, чтобы нижняя поверхность ротора располагалась на 700—800 *мм* выше пола сборочной площадки. На бетонной опоре устанавливается и закрепляется фундаментными болтами монтажная металлическая плита *2* размером несколько больше фланца вала. Количество и диаметр фундаментных болтов должны быть рассчитаны по грузоподъемности крана с тем чтобы они не были вырваны при снятии втулки с вала в случае ее заедания.

До установки вала на монтажную плиту необходимо проверить размеры посадочных мест на валу *3* и во втулке *4*. Для этого посадочные диаметры вала замеряются специальной скобой с микрометрической головкой, а внутренние диаметры втулки — микрометрическим штихмассом. Разница замеров вала и втулки даст величину фактического натяга, который может отличаться от проектного не более чем на 10%. Замеры вала и втулки необходимо производить в одинаковых температурных условиях. Должны быть проверены также соответствие и правильность канавки на валу для запорного кольца *5* и шпоночных канавок на валу и втулке.

Для установки на монтажную плиту вал кантуется в вертикальное положение с помощью специального захватного устройства и опускается на место. Поверхность фланца вала предварительно тщательно очищается и покрывается густой смазкой, а на опорную поверхность плиты ставится картонная прокладка. На монтажной плите вал должен быть установлен вертикально с возможным отклонением его верха до 1,0 *мм*, что проверяется уровнем по торцу вала и регулируется прокладками между фланцем и плитой. Крепление вала к плите выполняется шпильками, которые должны быть поставлены во все отверстия фланца и равномерно затянуты. Затем на вал надеваются и опускаются на фла-

нец неразъемные детали, расположенные между фланцем и втулкой (выгородка подпятника и др.).

При насадке втулки на вал в горячем состоянии с натягом нагрев ее в зависимости от габаритов втулки и необходимой температуры нагрева может осуществляться мощными электрическими лампами, электрическими печами, элементами сопротивления. Втулки крупных роторов обычно нагреваются с помощью провода, намотанного на поверхность втулки. В процессе нагрева втулка закрывается брезентовым шатром.

Температура нагрева втулки определяется величиной натяга с учетом остывания ее при снятии обмотки, захвате, транспортировке и опускании на вал. Для уверенности в нормальной постановке втулки необходимо, чтобы в момент насадки ее на вал диаметральный зазор между втулкой и валом составлял не менее 1 *мм*. Практически увеличение диаметра втулки при нагревании с учетом последующего остывания ее должно быть порядка 3—4 *мм*, а температура нагрева 150—220° С.

Величина температуры нагрева втулки может быть определена по ранее приведенной формуле (8-2).

По окончании нагревания втулка освобождается от обмотки и стропится к крану с проверкой уровнем вертикальности ее расточки. Перед опусканием на вал проверяется размер посадочного места втулки, после чего может производиться насадка ее. При насадке необходимо следить за направлением шпонки и измерением канавки под запорное кольцо, убедиться в том, что втулка встала на место. В случае, если втулка не дойдет до упорного буртика вала, необходимо снять ее и вновь нагреть до более высокой температуры. Учитывая ответственность насадки втулки, следует тщательно произвести замеры посадочных диаметров и продуманно организовать весь процесс нагрева втулки, захвата, транспортировки и насадки ее на вал.

После насадки втулки вал подвесного генератора остается на месте, и далее продолжается сборка ротора. Вал зонтичного генератора захватывается краном, отсоединяется от монтажной плиты, опускается в кратер агрегата и устанавливается на вращающийся диск смонтированного подпятника. Сегменты подпятника должны быть предварительно выверены в одной горизонтальной плоскости и покрыты слоем густой смазки.

Сборка остова ротора. Конструктивно остов ротора состоит из лучевых спиц, закрепляемых к втулке или фланцам вала припасованными болтами с помощью верхнего и нижнего дисков либо вертикальных плит, расположенных на втулке и внутреннем торце спиц. Фиксация спиц на втулке осуществляется контрольными штифтами и шпонками. По периферии спицы соединяются между собой распорными балками. Между спицами по наружному концу их устанавливается металлическое листовое перекрытие.

Сборка остова ротора подвесного или зонтичного генератора с креплением спиц к втулке вертикальными плитами (рис. 9-10) осуществляется в следующем порядке. После проверки вертикальности вала, установленного с втулкой на монтажной площадке, к втулке присоединяются припасованными болтами спицы с постановкой горизонтальных шпонок. Наружные концы спиц опираются при этом на металлические тумбы. Спицы выверяются в горизонтальном положении с помощью металлических подкладок между спицами и тумбами и соединяются распорными балками. Затем болты всех спиц плотно и равномерно затягиваются так, чтобы щуп 0,1 *мм* не проходил между плитами. Допускаются местные неплотности не более 10% ширины сопрягаемых плит. Общая длина таких неплотных мест в соединении не должна превышать 15% всей длины сопрягаемых плоскостей, а длина отдельных неплотных уча-

стков должна быть не более 80 *мм*. Достаточная плотность сопряжения может быть достигнута применением металлических прокладок.

По окончании сборки остова проверяются концентричность его, расстояния между концами спиц, наклон клиновых пазов в радиальном направлении и горизонтальность плоскости укладки сегментов обода. Концентричность обода замеряется вверху и внизу по наружному торцу каждой спицы индикатором или щупом с помощью специальной проверочной стрелы (рис. 9-10). Величины допускаемой неконцентричности обода приведены в табл. 9-2. Расстояния между концами спиц по клиновым пазам могут иметь отклонения в пределах ±1 *мм*. Выравнивание расстояния между концами спиц может быть в некоторой мере произведено радиальным перемещением распорных балок.

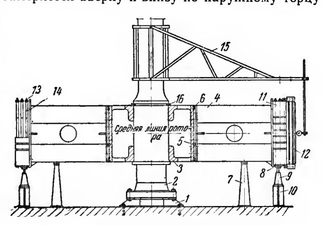


Рис. 9-10. Сборка ротора подвесного генератора.

1 — монтажная плнта; *2* — вал; *3* — втулка; *4* — спнца; *5* — шпонка; *6* — штифт; *7* — монтажная опора; *8* — тормозная плита; *9* — домкрат; *10* — опора; *11* — обод; *12* — полюс; *13* — стяжная шпнлька; *14* — опрессовочные втулки; *15* — поверочная стрела; *16* — запорное кольцо.

Наклон клиновых пазов в радиальном направлении допускается не более 1 *мм* на полной высоте паза. Горизонтальность плоскости укладки сегментов обода проверяется нивелированием отметки каждого опорного зуба на торце спицы. Отклонение отметки зуба от средней плоскости допускается в пределах ±3 *мм*. При этом за среднюю плоскость удобнее принять отметку самого высокого зуба, и тогда на плоскости каждого нижерасположенного зуба можно поставить и приварить подкладки соответствующей толщины. Фиксация собранного и выверенного остова производится постановкой штифтов в плоскостях соединения спиц со втулкой.

При сборке остова ротора подвесного генератора с дисковым креплением спиц на нижний фланец вала устанавливается, расцентровывается по валу и крепится к фланцу болтами нижний диск. На нижний диск устанавливаются, выверяются и закрепляются спицы и затем сверху ставится верхний диск, который крепится к верхнему фланцу вала и спицам. Соединение обоих дисков со спицами вначале производится несколькими временными болтами с фиксацией положения каждой спицы двумя постоянными припасованными шпильками. Остальные постоянные шпильки ставятся и затягиваются одновременно по верхнему и нижнему дискам после закрепления верхнего диска временными болтами. Вся последующая сборка и выверка остова производятся аналогично сборке и выверке остова с креплением плитами.

Сборка остова зонтичного генератора с дисковым креплением спиц (рис. 9-11) производится на вспомогательной втулке, устанавливаемой на монтажной площадке на металлических опорных тумбах высотой 700—800 *мм* или на деревянных выкладках с металлическими подкладками под втулку. После выверки с помощью подкладок горизонтальности вспомогательной втулки на нее устанавливается и крепится временными болтами нижний диск. Технология дальнейшей сборки и выверки остова подобна технологии сборки и выверки дискового остова подвесного генератора.

Сборка обода ротора, состоящего из большого количества (несколько тысяч) отдельных сегментов, является одной из наиболее ответственных и длительных монтажных операций. Поэтому она должна быть тщательно организована и подготовлена. Сегменты необходимо очистить до начала сборки обода от антикоррозийного покрытия, ржавчины и заусенцев, взвесить, распределить по весовым группам и подготовить к укладке. Следует также подготовить монтажные приспособления для опрессовки уложенных сегментов и калибровки (дорновки) отверстий под стягивающие шпильки и пазов для хвостов полюсов.

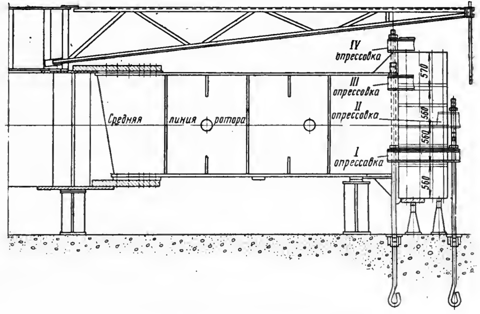


Рис. 9-11. Сборка ротора зонтичного генератора.

Очистка сегментов на малоагрегатных станциях производится вручную абразивными кругами и металлическими щетками либо с помощью пневматических машинок со встроенным абразивом и стальной щеткой. На многоагрегатных станциях иногда целесообразно применение специальных высокопроизводительных машин для очистки сегментов, в которых паром и стальными щетками сегменты очищаются от ржавчины и смазки, а механизированными напильниками снимаются заусенцы.

Допустимые отклонения при прокате стального листа и изготовлении сегментов приводят к значительной разнице в весах отдельных сегментов. Поэтому для обеспечения равномерности распределения веса обода по окружности и уменьшения небаланса ротора сборка обода должна выполняться так, чтобы все сегменты одного ряда имели одинаковый вес. С этой целью сегменты после очистки их взвешиваются и раскладываются в пакеты одинакового веса с отклонениями по каждому сегменту не более 0,5 *кг*. Количество сегментов в каждом пакете должно быть кратным числу сегментов, укладываемых в один ряд. При такой группировке сегментов по пакетам всегда будет обеспечена укладка в один ряд сегментов одинакового веса.

Сборка обода обычно производится с помощью домкратов или металлических тумб. На многоагрегатных станциях для сборки обода применяются в некоторых случаях специальные стенды, на которых выполняется также и опрессовка обода. Первые шесть рядов сегментов обода укладываются с опиранием на зуб спицы и на выверенные гори-

зонтально с точностью до ±0,5 *мм* тормозные плиты и домкраты. Для фиксирования положения сегментов при укладке в их отверстия устанавливаются не менее трех постоянных шпилек на каждый сегмент, а во все остальные отверстия вставляются временные шпильки. Если сегменты не требуют дорновки, то на место ставятся все постоянные шпильки. Укладывать сегменты каждого ряда необходимо со сдвигом на одно полюсное деление у однохвостовых полюсов и на половину полюсного деления у двуххвостовых полюсов. При укладке сегментов целесообразно уплотнять их по высоте с помощью деревянных трамбовок либо другим способом. Для обеспечения правильной укладки сегментов обода следует составить рабочую схему укладки, в которой должны быть показаны количество сегментов в пакете, высота пакетов и вентиляционных каналов.

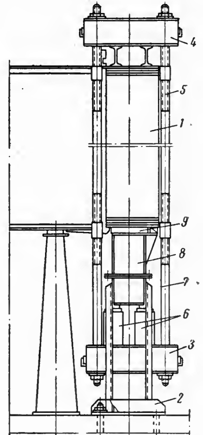


Рис. 9-12. Опрессовочный стенд.
1 — обод ротора; *2* — опора; *3* — нижняя нажимная балка; *4* — верхняя нажимная балка; *5* — шпилька; *6* — домкраты; *7* — опорная рама; *8* — подставка; *9* — тормозная плита.

Сегменты собранного обода должны плотно прилегать друг к другу, что обеспечивается опрессовкой их в процессе сборки. Опрессовка обода на станциях с небольшим количеством агрегатов производится отдельными пакетами толщиной 400—500 *мм* затягиванием гаек стяжных шпилек через надставки — втулки разной длины в зависимости от высоты прессуемых пакетов. При опрессовке одновременно с затягиванием гаек сегменты уплотняются ударами медных кувалд или специальным пневматическим молотом. Затягивание гаек производится несколько раз в смену до полного прекращения ослабления их. Во время опрессовки каждого пакета проверяются его высота и концентричность обода.

Пакеты обода должны быть опрессованы до плотного прилегания сегментов. Допускаются местные неплотности до 0,5 *мм* только на отдельных и разбросанных по ободу участках. Длина одного или нескольких таких неуплотненных участков, расположенных на одной стороне сегмента, должна быть не более 20% длины этой стороны сегмента. По окончании опрессовки пакет закрепляется в опрессованном состоянии планками, приваренными снаружи обода. После опрессовки всего обода планки срубаются, а места приварки шлифуются. При опрессовке последнего пакета проверяются концентричность и общая высота обода и в случае необходимости меняют число рядов сегментов в этом пакете. Высота опрессованного обода и его отдельных пакетов может иметь отклонение от проектной высоты не свыше 1%. Величина допускаемой неконцентричности приведена в табл. 9-2. Замеры высоты обода и его концентричности производятся с помощью измерительной поворотной стрелы.

На многоагрегатных станциях, где могут быть экономически оправданы дополнительные монтажные затраты, опрессовку обода целесообразно производить в четыре приема нажимными балками с помощью

сменных шпилек разной длины, сопрягаемых с анкерными болтами, заложенными в бетонный пол машинного здания (рис. 9-11).

На рис. 9-12 показан примененный в последнее время на монтаже генераторов некоторых крупных гидроэлектростанций специальный опрессовочный стенд, допускающий опрессовку сегментов всего обода независимо от его высоты за один прием. Отличие этого стенда от предыдущего устройства заключается в том, что усилия при опрессовке обода являются внутренними, так же как и в случае опрессовки стяжными шпильками, и на бетон пола здания не передаются. Однако стоимость такого стенда очень велика и его применение может быть экономически оправдано только на строительствах крупных многоагрегатных гидроэлектростанций.

Отверстия под стягивающие шпильки и пазы для хвостов полюсов не всегда полностью совпадают во всех сегментах. Поэтому в таких случаях производится дорновка (калибровка) отверстий и пазов короткими стальными прошивками (дорнами), которые пробиваются через отверстие или паз насквозь ударами пневматического молота по сменной стальной удлинительной оправке, опирающейся на дорн. Дорновка отверстий под шпильки и полюсных пазов выполняется после опрессовки и затягивания временных шпилек. Для этого последовательно вынимаются временные шпильки, отверстия их дорнуются и затем устанавливаются постоянные шпильки. Дорновка пазов для хвостов полюсов производится также с помощью пневматического молота дорном, имеющим форму паза. Иногда дорновку хвостовых пазов осуществляют с помощью крана машинного здания.

При затягивании постоянных шпилек необходимо следить за равномерностью и величиной напряжений, создаваемых в шпильках. Поэтому затягивание удобно производить пневматическими гайковертами, предварительно выверенными на заданное усилие. После затягивания постоянных шпилек все гайки сверху и снизу обода по одной грани прихватываются электросваркой. От смещения вверх обод фиксируется стопорными планками, установленными на каждой спице и подогнанными индивидуально по месту в зависимости от высоты обода. Затем устанавливаются и закрепляются тормозные плиты, если они не были установлены. Все головки болтов или гайки шпилек, крепящих тормозные плиты, также прихватываются электросваркой.

Собранный обод закрепляется на спицах остова ротора парными клиньями, которые устанавливаются на каждой спице и туго забиваются после опрессовки стали и затягивания шпилек. Одновременно с забивкой клиньев проверяется концентричность обода относительно оси ротора, так как при расклинивании может быть исправлена небольшая неконцентричность обода. Окончательно забивку клиньев обода рекомендуется производить после навешивания полюсов.

При расклинивании клинья забиваются пневмомолотом. Тонкий конец верхнего клина должен дойти до утолщенного конца нижнего клина, который устанавливается заподлицо с нижним пакетом обода. Допускается смещение вверх утолщенного конца нижнего клина, а также тонкого конца забиваемого сверху клина от нижней кромки обода в пределах до 60 *мм*. Выступающие кверху концы клиньев срубаются.

По окончании сборки и проверки концентричности обода производится проверка средней линии обода ротора — горизонтальной плоскости, проходящей через середину стали обода. Установление средней линии ротора необходимо для правильного навешивания полюсов и определения высотного положения статора генератора, с тем чтобы средние линии ротора и статора в собранном агрегате совпадали. Для опреде-

лення средией лнинн ротора с помощью проверочиой стрелы замеряются высотное положение верха и ннза обода в четырех днаметральио противоположиых сечеииях и по средиеарифметическому этих замеров ианоснтся риска иа проверочиой стреле, определяющая средиюю лниию ротора. Высотное положеиие средией линии фикснруется по иижией поверхиостн флаица вала генератора лнбо по иижнему диску остова.

Навешиванне полюсов. Изготовленные полюсы ие нмеют одннакового веса, и разннца между весами отдельных полюсов достигает 10—15%. Вследствие того что баланснровка ротора при монтаже является чрезвычайио тяжелой операцней, необходнмо избегать ее и прнннмать все меры к тому, чтобы все детали ротора в процессе сборки распределялись по весу равиомерно относнтельно его осн. Поэтому крайне важио для максимального уменьшення дебаланса ротора, кроме сегментов обода, расположнть равномерио по ободу также и полюсы. Выполняется это требованне подбором полюсов в четыре группы с мннимальной разннцей в общих весах групп и последующнм равномерным размещеннем этнх групп по окружиости обода. Для разбивкн полюсов по группам необходнмо взвеснть каждый полюс, еслн они не были взвешеиы на заводе, н выбнть на нем вес н номер полюса. Нумеруют полюсы по часовой стрелке, начиная от полюсов с выводами.

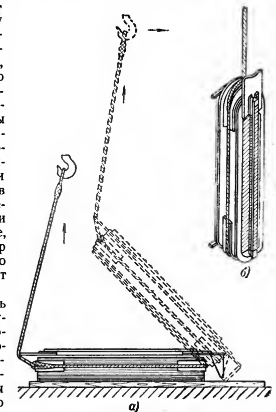


Рис. 9-13. Сборка полюсов ротора.
а — кантовка полюсов; *б* — подъем полюсов для навешивання на обод.

Наружная поверхность обода не должна нметь выступающнх кромок сегментов, поэтому перед навешиваинем полюсов она зачнщается. В полюсиых пазах обода устаиавливают и прнварнвают опоры для фиксирования каждого полюса по высоте. Проверка высотиого положеиия упоров производится с помощью проверочиой стрелы. Середииу активной стали иакернивают для возможностн проверки осевой плоскости установленных полюсов.

После взвешнвання полюсы необходимо осмотреть, проверить и нспытать иа электрическую прочиость их нзоляцию и полюсы с низкой нзоляцней высушнть. Сушку полюсов можно производнть от виешних нсточннков тока (реостатом, электрическнми печами), обдувом сухим горячим воздухом нли током.

Перед иавешиванием полюсы раскладываются вокруг обода в соответствни с распределеннем их по весам. Переноска, кантовка, подъем н иавешиваине полюсов производятся с помощью специальных приспособлеинй (рнс. 9-13). Полюсы иавешиваются группами по три-четыре полюса так, чтобы группы с одниаковымн весами располагались диаметрально одна против другой. Прн навешнваиии пронзводится проверка высотиой устаиовки полюсов отиосительио средией линии ротора.

Для этого штифт проверочной стрелы устанавливается на роторе по риске средней линии ротора и затем поворотом стрелы проверяется ранее намеченная середина каждого полюса. Положение полюсов по высоте регулируется домкратами с последующей постановкой подкладок на упоры или перемещением упоров.

По окончании высотной проверки полюсов устанавливаются и туго забиваются в пазы парные клинья до тех пор, пока не будет достигнута плотность установки хвостов полюсов в пазах. Расклинивание полюсов производится в нагретом состоянии. Окончательное расклинивание полюсов целесообразно выполнять одновременно с расклиниванием обода. Выступающие тонкие концы клиньев с нижней стороны затем обрезаются заподлицо, а с верхней стороны оставляется толстый конец клиньев каждого полюса высотой до 200 *мм* для возможности выема полюса. Обрезанные клинья обода и полюсов прихватываются электросваркой. Одновременно с расклиниванием производится окончательная проверка концентричности и высотной установки полюсов с помощью поверочной стрелы. Неконцентричность ротора определяется по полусумме зазоров между штифтом поверочной стрелы вверху и внизу каждого полюса. Проверяется также торцевой бой тормозного диска.

Пайка межполюсных соединений производится по окончании постановки и выверки полюсов. При этом соединительные пластины тщательно подгоняются одна к другой и рихтуются. Пайка соединительных пластин должна быть высококачественной и выполнена оловянистым припоем с бескислотным флюсом. Для большей надежности соединеиий применяется также серебряный припой. Местные разрывы соединнтельных пластин и пустоты в пайках не допускаются. Качество пайки межполюсных соединений можно проверить, пропуская через обмотки полюсов ток порядка 0,8 номинального и прощупывая нагрев в местах соединения пластнн. После пайки межполюсных соединений устанавливаются соединительные планки демпферной обмотки, а также соединяются и паяются токоподводы.

При установке вентиляторных лопастей сверху и снизу обода ротора необходимо проверить их высотное положение и горизонтальность с помощью проверочной стрелы. Отклонения от горизонтальности не должны превышать ± 5 *мм.*

Собранный ротор внимательно осматривается с тем, чтобы внутри и снаружн его не остались незакрепленные детали, а все гайки были зафиксированы электросваркой или специальными замками. После окончания сборки ротор очищается от пылн обдувкой сухим воздухом. Затем все деталн ротора, за нсключеннем вала и тормозных плит, окрашиваются лаком с помощью краскопульта.

Установка ротора на место. Опускание ротора генератора в статор является наиболее ответственной монтажной операцией, так как вес ротора с устройством для его подъема на крупных генераторах достигает 900 *т*. Для успешного осуществления этой операции должен быть выполнен ряд соответствующих подготовительных работ. Ниже приводится последовательность установки в статор ротора подвесного генератора.

Подъем и транспортировка ротора крупного генератора, собранного на монтажной площадке с валом, производятся обычно двумя кранами с помощью специальной траверсы, подвешиваемой к их крюкам. Для захвата ротора в середине траверсы смонтировано устройство, состоящее из опорной втулки с двумя цапфами, опирающимися на подшипники, установленные на балках траверсы. На эту втулку опирается специальный подпятник, на котором расположено опорное разрезное кольцо, входящее в выточку вала генератора и являющееся захватом ротора. Ротор, подвешенный на захватном устройстве, имеет возможность поворота на подпятнике и наклона вдоль траверсы. Такая подвеска ро-

тора равномерно загружает оба крана и дает возможность исправления перекосов траверсы при подъеме и опускании ротора путем включения или выключения механизма подъема соответствующего крана. В связи с тем что при подъеме ротора оба крана работают с максимальной грузоподъемностью, перед транспортировкой каждого ротора следует тщательно проверить исправность и работу кранов и их механизмов. Кроме того, для проверки возможности транспортировки ротора над смонтированными агрегатами необходимо подвешенную к кранам траверсу без ротора поднять до крайнего верхнего положения крюков и определить зазор между нижней частью транспортируемого ротора и смонтированными агрегатами, который должен быть не менее 200 *мм*.

До установки ротора в кратере агрегата заканчивается подводка воздухопроводов к тормозам и проверяется действие их маслом от гидравлического пресса. На тормозные колодки, которые воспринимают вес ротора и должны быть в одной горизонтальной плоскости, ставятся фанерные подкладки толщиной 6—8 *мм*, выравнивающие негоризонтальность отдельных колодок тормозов, вследствие чего давление от ротора распределяется между колодками более равномерно.

Рис. 9-14. Опускание ротора подвесного генератора в статор.

Для предохранения обмотки статора от повреждения при проходе ротора через статор заготовляется 10—12 строганых мерных деревянных пластин толщиной в половину воздушного зазора и шириной 100—150 *мм*.

По окончании подготовительных работ начинается подъем ротора подтягиванием траверсы кверху до напряженного состояния тросов крана с одновременной проверкой горизонтальности траверсы. После этого фланец вала отсоединяется от монтажной плиты и ротор приподнимается над полом машинного здания. Крюки кранов необходимо устанавливать при этом строго вертикально над концами траверсы, так как иначе ротор, отсоединенный от монтажной плиты, качнется в начале подъема и может повредить фланец вала.

Для дополнительной проверки исправности кранов и особенно их тормозных устройств поднятый над монтажной площадкой ротор несколько раз немного приподнимается и резко останавливается. После этого ротор поднимается до крайнего верхнего положения крюков и переносится к агрегату. Во время перемещения ротора над установленными агрегатами необходимо следить за тем, чтобы крылья нижнего вентилятора не задели за верх смонтированного агрегата. При подъеме, перемещении и опускании ротора нужно все время соблюдать горизонтальность траверсы, исправляя положение ее остановкой более опущен-

ного крюка. Включение обоих кранов на подъем, перемещение и опускание должны быть строго одновременными.

Опущенный к статору ротор (рис. 9-14) останавливается для направления его более точно по расточке статора. С целью предотвращения повреждения обмотки статора при опускании ротора в воздушный зазор закладываются деревянные пластины, которые при этом беспрерывно опускаются и поднимаются. Отсутствие защемления пластины покажет, что ротор опускается нормально и обмотка статора не повреж-

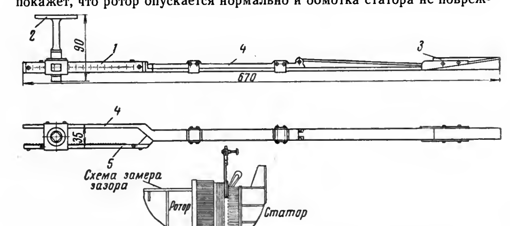


Рис. 9-15. Приспособление для измерений воздушного зазора генератора.
1 — шкала отсчетов; 2 — рукоятка; 3 — подвижной клин; 4 — вилка; 5 — реечная вилка.

дается. В случае защемления пластины с какой-либо стороны опускание ротора прекращается и перемещением кранов пластина освобождается.

Перед установкой на место ротор поворачивается на траверсе так, чтобы монтажные метки на фланцах валов генератора и турбины совпали, а расхождение образующих фланцев было как можно меньше,

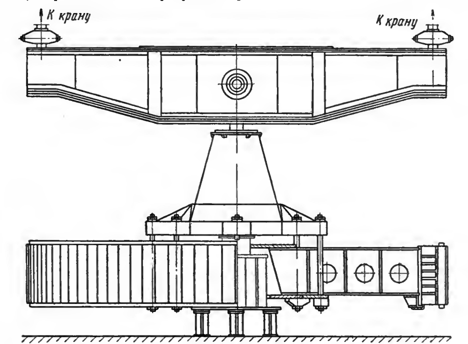


Рис. 9-16. Подъем ротора зонтичного генератора с захватом за диск остова.

после чего ротор опускается на колодки тормозов и, не отсоединенный от крана, предварительно прицентровывается к валу турбины.

Предварительная прицентровка ротора производится следующим образом. С помощью линейки, прикладываемой к образующим фланцев, замеряется величина несоосности ротора валу турбины и определяется ее направление. Замерами зазоров между фланцами определяются наклон вала генератора и величина необходимого подъема или опускания ротора на тормозах с соответствующей стороны. Затем ротор приподнимается кранами на 20—30 *мм*, фланец его вала отжимается в нужную сторону, изменяется толщина подкладок на тормозах и ротор снова опускается на место. Предварительная прицентровка ротора должна производиться до тех пор, пока несоосность валов достигнет величины не более 0,5—1,0 *мм,* а непараллельность плоскостей фланцев будет находиться в пределах 0,1—0,2 *мм.*

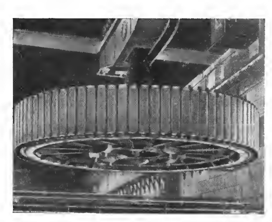


Рис. 9-17. Транспортировка ротора зонтичного генератора.

Проверяется также предварительно воздушный зазор между ротором и статором по верху и по низу полюсов. Замеры зазоров удобно производить специальным щупом, показанным на рис. 9-15, представляющим собой раздвижной клин. При повороте маховичка рукоятки подвижной клин перемещается в зазоре до упора, а на шкале отсчета в это время показывается величина воздушного зазора. С помощью этого щупа можно замерять воздушные зазоры от 15 до 35 *мм* на глубине до 600 *мм.*

Подъем ротора зонтичного генератора, собранного на монтажной площадке без вала, осуществляется с помощью захватного устройства, соединенного шпильками с нижним диском остова и подвешенного к траверсе кранов (рис. 9-16). При подъеме и транспортировке такого ротора усилия от его веса должны распределяться равномерно по всей окружности нижнего диска, так как иначе вследствие недостаточной жесткости ротора могут произойти недопустимые перекосы его. Поэтому необходимо обращать особое внимание на то, чтобы затягивание всех шпилек, соединяющих захватное устройство с нижним диском, производилось равномерно. Транспортировка и опускание ротора аналогичны таким же операциям при установке ротора подвесного генератора. Транспортировка ротора крупного зонтичного генератора показана на рис. 9-17. Установка опущенного ротора производится на диск собранного подпятника без предварительной прицентровки. При посадке на втулку вала ротор направляется с помощью конусных шпилек, устанавливаемых в соответствии с маркировкой отверстий на втулке и в дисках.

9-6. МОНТАЖ ПОДПЯТНИКОВ

Технология монтажа современных подпятников различных типов в основном одинакова. Отличие заключается лишь в способе выравнивания нагрузок от ротора гидроагрегата на отдельные сегменты или диск. В подпятниках с пружинными опорами нагрузка выравнивается предварительной тарировкой упругости пружин и установлением оди-

наковой высоты их. Подпятники с гидравлической опорой или с балансирными рычажными опорами специальной регулировки в процессе монтажа не требуют, так как нагрузка на отдельные сегменты в этих подпятниках выравнивается автоматически. В сегментных подпятниках с винтовыми опорами равномерность распределения нагрузки на сегменты достигается поджатием опорных винтов. В связи с преимущественным применением сегментных подпятников, а также учитывая наибольшую сложность монтажа их и регулирования распределения нагрузки между всеми опорами, ниже будет рассмотрена технология монтажа подпятников только этого типа.

Конструктивное и технологическое выполнение сегментных подпятников предусматривает следующий порядок осуществления монтажных операций:

1) сборка масляной ванны и системы маслоохлаждения;
2) шабровка сегментов подпятников;
3) сборка подпятника;
4) установка ротора или вала с втулкой на подпятник;
5) регулировка опор сегментов;
6) окончание сборки подпятника.

Масляная ванна подпятника с системой маслоохлаждения собирается и устанавливается на место обычно при укрупнительной сборке на монтажной площадке верхней или нижней крестовины.

Окончательная пришабровка баббитовой поверхности сегментов на заводе не производится, и выполняется эта операция при монтаже генератора. Пришабровка осуществляется на монтажной площадке до установки сегментов на место либо в кратере агрегата после сборки подпятника. Во всех случаях рабочая поверхность сегментов должна быть пришабрена по вращающемуся диску так, чтобы отпечатки краски или натир баббита в виде мелких блестящих пятен были равномерно распределены по всей поверхности сегментов в количестве не менее одного-двух на 1 *см*^{2}.

Шабровка сегментов подпятников небольших габаритов с невысокими удельными давлениями может производиться на монтажной площадке с проверкой по зеркальному диску, расположенному поверхностью трения кверху. Для этого диск устанавливается горизонтально на выкладках или на раскантованной втулке подпятника и поверхность его покрывается тонким слоем краски. Перемещая сегмент в рабочем положении по диску, проверяют степень касания рабочих поверхностей сегмента и диска. Шабровка производится снятием шабером окрашенных пятен баббита с последующей проверкой по диску до тех пор, пока вся поверхность сегмента не будет равномерно покрыта мелкими отпечатками краски. Для предотвращения сегментов от радиального перемещения по диску при проверках на внутреннем и наружном контурах сегмента устанавливаются медные упоры. По окончании шабровки на набегающей кромке сегмента снимается фаска по специальному шаблону.

Сегменты подпятников крупных гидрогенераторов необходимо шабрить с проверкой по диску, нагруженному во время поворота втулкой или втулкой вместе с валом. Для этого основание подпятника устанавливается горизонтально на монтажной площадке на деревянных выкладках, высота которых от пола площадки для удобства работы должна быть порядка 1,2—1,4 *м*. На установленном основании собираются опоры сегментов и укладываются сегменты с проверкой их по высоте опорными болтами. На сегменты накладывается в рабочем положении зеркальный диск, сверху которого ставится втулка либо втулка с валом и соединяется с диском. Поворот диска по сегментам производится вместе с втулкой с помощью лебедки или крана

тросом, намотанным на втулку. Диск фнксируется медиымн упорами для того, чтобы прн поворотах он ие смещался в сторону.

С целью увелнчення давления на сегменты прншабровку можно производить, поворачнвая днск только по части сегментов, равиомерно расположениых по окружностн. Для этого трн-четыре сегмента, в завнсимости от их колнчества, несколько прнподиимаются н выравннваются по плоскостн диска. После шестн-десятн поворотов втулка с днском снимается с сегментов и производнтся шабровка проверяемых сегментов снятием шабером натертых блестящих пятен. Затем диск с втулкой устанавлнвается вновь и повторяются повороты диска с шабровкой сегментов до полиой пришабровкн нх. После этого пришабреииые сегмеиты опускаются н взамен нх приподнимаются другие. Такнм способом пришабриваются все сегменты.

Наиболее качественно шабровка сегментов может быть пронзведеиа в рабочем их положеиин иа смонтнроваином агрегате прн повороте его ротора водой. Поворот агрегата осуществляется небольшим открытием направляющего аппарата турбнны с последующим быстрым закрытием н торможением агрегата. В этом случае ротор может сделать один-трн оборота, что вполне достаточно для прнтнрки сегментов. Пуск воды следует пронзводнть только направляющим аппаратом при закрытых затворах водоподводящнх устройств. Такие повороты можно выполнять также и с помощью крана, строповкой тросом через блоки за специальиое приспособлеине, расположенное иа роторе. До поворота сегмеиты смазываются тоиким слоем вазелиuа нли животиого жира. После прокрутки сегменты выиимаются, промываются авнациоииым бензином и получеиные иатиры снимаются шибером. Опыт показывает, что для полиой н качествениой прншабровки необходнмо до десяти — двенадцатн таких прокруток.

Если пришабровка сегментов пронзводнлась на моитажной площадке, то по окончаинн ее основание подпятнннка в сборе с сегментами и всеми деталями подпятнннка очнщается и промывается спиртом илн авнацноиным бензнном. Разбирать подпятннк после прншабровки сегментов не следует; если же встретнтся в этом необходимость, то перед разборкой иеобходимо замаркировать по каждому сегменту положеине его опориого болта, упругой тарелкн, самого сегмеита н упоров между сегмеитамн. После прншабровки подпятннк в сборе устанавливается на место в масляиую ваину. Прн сборке необходнмо обращать особое внимаиие на чистоту всех собираемых деталей.

Существеиное зиачение нмеет качество обработкн сопрягаемых поверхиостей опорных тарелок н опорных болтов, так как это сказывается иа способностн сегмента самоустаиавливаться. Поэтому сопрягаемые поверхиости тарелок и болтов должны быть тщательно отшлнфованы.

Сегменты следует устаиавливать горнзонтально и так, чтобы поверхности их располагалнсь иа однnаковой высоте. Для этого диск накладывается на трн сегмента н выравнивается по высоте н горнзонтальности. Затем подтягнвают все остальные сегмеиты, ие нарушая положеиия диска, что проверяется индикатором. Некоицентрнчность установленных сегмеитов отиоснтельио вращающегося днска не должна превышать: при диаметре диска до 1 *м* — 1,0 *мм*; 2 *м* —1,5 *мм*; 3 *м* — 2,0 *мм*; 4 *м* — 2,5 *мм*.

Прн установке упоров зазоры между сегмеитамн и упорамн *а* н *б* (рнс. 9-18) должиы быть выдержаны по чертежу с допуском ± 2 *мм*, а абсолютиая велнчина зазоров не должна быть меиее 1 *мм*. Выгородки подпятннка устанавливаются концентрично валу с допускаемой неконцентрнчностью не более 20% величнны зазора.

Прн окончательной установке на место диск подпятннка, а также сегменты должны быть смазаны тонкнм слоем меднцинского вазелнна

или пресного свиного жира. Применение бараньего или говяжьего жира допускается при температуре +20° С и выше. По окончании сборки подпятника в зонтичных генераторах, ротор которых соединяется с валом в проектном положении, на выверенный вращающийся диск опускается и устанавливается соосно с валом турбины втулка в сборе с валом.

В генераторах подвесного типа передача веса ротора генератора на собранный подпятник производится в следующем порядке. Нагретая до необходимой температуры втулка подпятника насаживается на вал и фиксируется запорным кольцом. Вращающийся диск закрепляется к втулке болтами и контрольными штифтами, после чего ротор приподнимается тормозами на 5—10 *мм* и с тормозных домкратов снимаются задерживающие вилки (кольца). Затем колодки тормозов опускаются вниз до отказа, в результате чего ротор устанавливается на подпятник. Подкладки, установленные на тормозные колодки при опускании ротора, снимаются. Подъем и опускание тормозных колодок производятся давлением масла от гидравлического пресса.

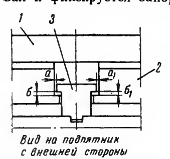


Рис. 9-18. Схема выверки упоров сегмента.
1 — диск; *2* — сегмент; *3* — упор.

Особое внимание при сборке подпятника необходимо уделять обеспечению равномерности распределения нагрузки между всеми сегментами, так как перегрузка отдельных сегментов более чем на 10—15% может привести к нарушению баббитового слоя и к выводу подпятника из строя. Выравнивание нагрузок между сегментами производится после выверки боя вала генератора либо по окончании соединения валов турбины и генератора и выверки вала гидроагрегата.

При нагрузках на подпятник не свыше 2 000 *Т* и удельных давлениях до 50 $кГ/см^2$ равномерность распределения нагрузки на сегменты обычно производится поджатием опорно-упорных болтов к опорным тарелкам сегментов, нагруженных весом ротора агрегата, посредством ударов кувалды по ключу.

При таком регулировании нагрузки на сегменты вначале проверяется равномерность поджатия всех опорных болтов, после чего положение стопора каждого опорного болта фиксируется тонкими вертикальными рисками по верхнему диску корпуса подпятника или по опорной стойке. Затем кувалдой весом около 8 *кг* наносятся один-два сильных удара по концу рукоятки ключа длиной 600—700 *мм*, наложенного на опорную головку болта. Такое поджатие опорных болтов ударами одинаковой силы производится последовательно по всем сегментам. По окончании одного круга подбивки всех сегментов замеряются штангенциркулем и записываются расстояния между рисками на стопоре и на корпусе подпятника. Подбивка головок опорных болтов повторяется несколько кругов, до тех пор, пока расстояние между рисками не станет увеличиваться при ударах на всех сегментах на одинаковую величину. После этого делается еще один круговой обход всех опорных болтов с ударами кувалдой меньшего веса, и если расстояние между рисками не изменится, то регулирование сегментов считается законченным.

Равномерность поджатия опорных болтов при подбивке может быть проверена также по отклонению вала у турбинного подшипника, замеряемому двумя индикаторами, установленными под углом 90°. Поджатие каждого болта прекращается при отклонении стрелки ин-

дикатора на 0,01 *мм*. Подбивку болтов производят за два-три круга.

В подпятниках крупных уникальных гидроагрегатов с большими осевыми нагрузками и высокими удельными давлениями на подпятник проверка равномерности поджатия опорных болтов и распределения нагрузки между сегментами может производиться поджатием болтов гидравлическими домкратами либо измерением прогиба опорных тарелок под действием нагрузки с помощью индикаторов или тензометров.

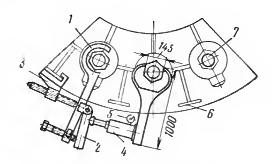


Рис. 9-19. Регулирование нагрузки на сегменты с помощью гидравлического домкрата.

1 — держатель; *2* — упорная планка; *3* — упор держателя; *4* — гидравлический домкрат; *5* — манометр; *6* — корпус подпятника; *7* — опорный болт.

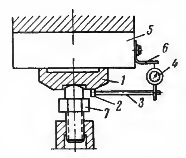


Рис. 9-20. Регулирование равномерности нагрузки на сегменты с помощью индикаторов.

Схема поджатия опорных болтов гидравлическим домкратом показана на рис. 9-19. Равномерность такой подбивки устанавливается одинаковой величиной давления в домкрате грузоподъемностью 5 *Т* при повороте головок всех опорных болтов, определяемой по манометру. Погрешности при этом способе подбивки могут возникать вследствие различного сопротивления трению в резьбе отдельных опорных болтов.

Регулирование распределения нагрузки между сегментами путем измерения прогиба опорных тарелок производится следующим образом (рис. 9-20). К каждой опорной тарелке *1* приваривается штуцер *2*, в который ввертывается стержень *3* для крепления индикатора *4*. Упор штифта индикатора в сегмент *5* производится через планку *6*. Стрелки индикаторов устанавливаются в нулевое положение при разгруженном подпятнике, т. е. когда ротор агрегата поднят на тормозах. После этого ротор опускается на подпятник и проверяются показания индикаторов. По этим показаниям производится подбивка опорных болтов *7*. Регулирование заканчивается, когда прогибы всех опорных тарелок будут различаться не более чем на 10%.

Проверка равномерности нагрузки на сегменты с помощью тензометров заключается в измерении сопротивления проводников тензометров, изменяющегося в зависимости от деформации опорных тарелок. Для этого к опорным тарелкам на расстоянии 10 *мм* от центра приклеиваются предварительно протарированные тензометры. По величине изменения сопротивления тензометра под нагрузкой и в соответствии с данными тарировки определяется прогиб тарелки. Регулирование нагрузки на отдельные сегменты производится аналогично распределению нагрузки с помощью индикаторов. По окончании проверки распределения нагрузки на сегменты подпятника стопоры опорных болтов должны быть закреплены.

Завершение сборки подпятника производится после соединения валов турбины и генератора, проверки линии вала агрегата и распределения нагрузки на сегменты подпятника. При наличии принудитель-

ной подачи смазки к сегментам в процесе пуска и остановки агрегата маслоподводящая система испытывается максимально возможным давлением до начала просачивания масла из зазоров между диском и сегментами. В сегменты и масляную ванну устанавливаются термометры сопротивления и термосигнализаторы, предварительно проверенные в лаборатории. Проверяется изоляция подпятника от подшипниковых токов и изоляция всей аппаратуры теплового контроля.

По окончании всех работ по сборке подпятника производятся тщательная очистка и осмотр собранного подпятника и масляной ванны, после чего устанавливается на место крышка ванны. При закрытии ванны необходимо следить за плотностью всех сопрягаемых поверхностей и уплотняющих устройств.

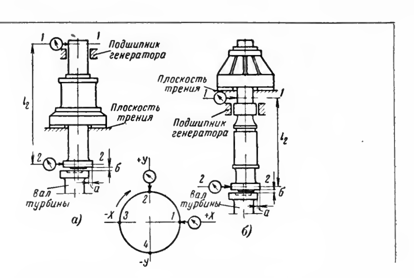
9-7. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГЕНЕРАТОРА

Центровкой ротора генератора является процесс проверки и придания валу генератора вертикального положения, а также совмещения оси вала генератора с осью вала турбины. Выполняется центровка до соединения валов турбины и генератора и включает в себя две последовательные операции: проверку и обеспечение перпендикулярности оси вала генератора к плоскости трения подпятника; прицентровку вала генератора к валу турбины путем совмещения положения и направления их геометрических осей. Все работы по центровке ротора генератора осуществляются при роторе, опирающемся на подпятник.

Проверка перпендикулярности оси вала плоскости трения подпятника. Практически ось вала генератора всегда не перпендикулярна плоскости трения подпятника из-за неизбежных погрешностей при обработке плоскости вращающегося диска, а иногда и из-за неправильности посадки втулки подпятника на вал. Вследствие этого при вращении вала генератора нижний конец его отклоняется от оси агрегата, кто вызывает также бой вала турбины. Чрезмерно большой бой вала генератора может привести к неспокойной работе агрегата, вибрациям его деталей, подплавке вкладышей подшипников и сегментов подпятника, а также к задирам и расстройствам уплотнений рабочего колеса турбины. Поэтому проверка и устранение недопустимого боя фланца вала генератора являются одной из важнейших монтажных операций.

Проверка перпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника осуществляется с помощью индикаторов при повороте ротора генератора на 180°. Схема проверки показана на рис. 9-21.

Перед началом проверки перпендикулярности вала генератора вновь проверяется исходная база для выверки — высотное положение и горизонтальность фланца вала турбины. Затем для фиксирования вала генератора и предохранения его от радиального перемещения устанавливается на место вкладыш генераторного подшипника, расположенного наиболее близко к подпятнику, с минимальным зазором порядка 0,1 *мм*. Плоскости вращающегося диска и сегментов подпятника смазываются вазелином или салом. Вдоль оси вала на фланце его и на шейке у подшипника наносят четыре равномерно расположенные по окружности вертикальные линии, образующие условные оси координат X и $У$. К этим линиям устанавливают по два индикатора под углом 90° один к другому — у подшипника и вблизи нижнего фланца вала. При повороте ротора на 180° верхние индикаторы покажут смещение вала вследствие наличия зазоров в направляющем подшипнике, а нижние — суммарное смещение фланца вала из-за неперпендикулярности его оси плоскости трения подпятника и наличия зазоров в направляющем подшипнике.



Перпендикулярность вала к плоскости трения

Замеры в сечениях	Показания индикаторов У для точек на валу			Показания индикатора Х для точек на валу			Относительный бой фланца вала, *мм/м*	
	2 — исходное положение	4 — поворот на 180°	2 — поворот на 360°	1 — исходное положение	3 — поворот на 180°	1 — поворот на 360°	фактический максимальный	допустимый по ТУ
1 — 1								
2 — 2								

Прицентровка вала генератора

Обозначения замеров	Положение фланцев валов после прицентровки				Отклонения	
	+ Y	+ X	−Y	−X	фактические максимальные	допустимые по ТУ
а						
б						

Примечание. Замер *а* следует заносить со знаком плюс, если выступает фланец вала генератора, и со знаком минус, если выступает фланец вала турбины.

Рис. 9-21. Формуляр центровки ротора генератора.

а — ротор генератора зонтичного типа; *б* — ротор генератора подвесного типа.

Для поворота ротора на втулку подпятника или на ротор генератора устанавливается специальное поворотное устройство, которое соединяется тросом с крюком крана через систему вспомогательных блоков. С целью притирки смазки на сегментах подпятника делают один поворот ротора без записи замеров по индикаторам.

До начала поворота штифты индикаторов следует прижать к валу с натягом в 2—3 *мм* и шкалы их установить на нуль, что дает возможность при повороте отсчитывать только конечные показатели — смещение вала по соответствующей оси. После этого ротор поворачивают на 180° и записывают показания индикаторов. При этом показание индикатора принимают со знаком плюс, если штифт его переместился от оси вала, и со знаком минус в случае перемещения штифта к оси

вала. Это правило знаков дает возможность всегда однозначно определять величину и направление боя вала.

Из полученных показаний индикаторов бой фланца по осям координат будет равен:

по оси X $\qquad Б_{гx}=И_{2x}-И_{1x}$;

по оси $У$ $\qquad Б_{гy}=И_{2y}-И_{1y}$,

где $И_2$ — показания нижнего индикатора;

$И_1$ — показания верхнего индикатора.

Величина абсолютного радиального боя фланца генератора будет равна:

$$Б_г=\sqrt{Б_{гx}^2+Б_{гy}^2}. \tag{9-1}$$

Направление абсолютного боя можно определить графически или аналитически по формуле

$$\operatorname{tg}\alpha=\frac{Б_{гy}}{Б_{гx}},$$

где α — угол между осью X и направлением абсолютного боя.

Относительный бой фланца вала генератора на 1 *м* длины вала равен:

$$\Delta Б_г=\frac{Б_г}{l_2}. \tag{9-2}$$

Для проверки правильности определения боя производят контрольный поворот ротора на 180° с соответствующим вычислением боя фланца. Кроме того, в качестве дублирующего контроля одновременно с проверкой радиального боя вала по индикаторам производится проверка торцевого боя фланца вала генератора измерением расстояний между сопрягаемыми поверхностями фланцев при повороте ротора. Для этого до поворота ротора в четырех равномерно расположенных радиальных сечениях с помощью щупа и мерных пластинок замеряют расстояния между плоскостями фланцев. Такие же замеры производят и после поворота ротора. Результаты этих замеров могут дать возможность проконтролировать величину и направление радиального боя фланца. По схеме, приведенной на рис. 9-22, из геометрического подобия треугольников видно, что

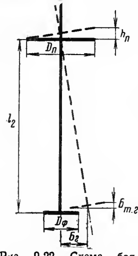


Рис. 9-22. Схема боя фланца вала генератора.

$$Б_г=Б_{т.г}\frac{l_2}{D_ф}, \tag{9-3}$$

где $Б_{т.г}$ — торцевой бой фланца вала генератора;

$D_ф$ — диаметр фланца вала;

l_2 — расстояние между мерными плоскостями по вертикали.

Такой же контроль можно осуществить и с помощью индикатора, установленного к торцу фланца вала генератора.

Если величина радиального боя фланца, определенная по индикаторам и подтвержденная контрольными проверками, находится в пределах допусков, приведенных в табл. 9-3, то далее может производиться прицентровка вала генератора к турбинному валу. В случае, когда радиальный бой выходит за пределы допустимого, он должен быть устранен или приведен к норме шлифовкой на клин опорной поверхности втулки подпятника или тыльной стороны вращающегося диска.

Таблица 9-3

Допустимые биения вала агрегата при проверке поворотом ротора на подпятнике

Характер боя вала	Место замера	Допустимая величина боя, *мм/м*, при скорости вращения агрегата, *об/мин*, до			
		100	250	375	600
Относительный бой вала турбины	Шейка вала у турбинного подшипника	0,05	0,05	0,04	0,03
Относительный бой вала генератора	Фланец вала генератора	0,03	0,03	0,02	0,015
Абсолютный бой надставки генераторного вала	Посадочная шейка для якоря возбудителя	0,30	0,20	0,15	0,15

Примечание. Во всех случаях величина фактического боя вала у турбинного подшипника не должна превышать:
а) для агрегата со скоростью вращения до 250 *об/мин* — 0,40 *мм*;
б) для агрегата со скоростью вращения более 250 *об/мин* — 0,30 *мм*.

Постановка клиновых прокладок из бумаги или фольги взамен шлифовки, применяемая в последние годы в монтажной практике по рекомендациям или разрешениям заводов-изготовителей с целью ускорения процесса монтажа, может обеспечить только пуск агрегата и непродолжительное время его эксплуатации. Очень быстро прокладки деформируются или истираются, агрегат теряет центровку и начинает работать с большим биением вала и повышенной вибрацией, что приводит к необходимости в процессе эксплуатации почти сразу же вновь производить центровку агрегата с шлифовкой втулки или диска и полной разборкой генератора. Поэтому постановка прокладок для устранения боя вала взамен шлифовки опорной поверхности втулки или диска, как нарушающая нормальную технологию устранения боя вала, не должна допускаться.

Величина клина шлифовки сопрягаемых поверхностей втулки или диска определяется по радиальному бою фланца вала из геометрического подобия треугольников (рис. 9-22):

$$h_п = Б_г \frac{D_п}{l_2}, \tag{9-4}$$

Эта же величина клина может быть определена по торцевому бою фланца вала:

$$h_п = Б_{т.г} \frac{D_п}{D_ф}, \tag{9-5}$$

где $h_п$ — наибольшая величина клина;
$D_п$ — диаметр втулки или диска подпятника.

Для снятия клина шлифуемую плоскость устанавливают горизонтально и размечают равно отстоящими друг от друга параллельными линиями, расположенными перпендикулярно направлению максимального боя. На этих линиях наносятся и вышабриваются маяки такой глубины, чтобы основания их составили плоскость, перпендикулярную оси вала. Глубина маяков определяется по разметке в зависимости от величины клина, подлежащего снятию шлифовкой, и проверяется с помощью индикатора. Затем торцевой шлифовальной машинкой производится шлифовка плоскости на клин соответственно глубине маяков с контролем по поверочной линейке и плите. По окончании снятия клина генератор собирается и вновь производится проверка боя вала.

После установки оси вала перпендикулярно плоскости трения подпятника следует произвести также проверку волнообразности поверхности вращающегося диска. Для этого между сегментами к рабочей

плоскости диска устанавливаются индикаторы по наружному, среднему и внутреннему диаметрам диска. Волнообразность поверхности диска не должна превышать 0,06—0,08 *мм*.

В генераторах зонтичного типа одновременно с проверкой перпендикулярности оси вала генератора либо при центровке ротора агрегата проверяется также радиальный бой надставки вала, расположенной выше верхнего направляющего подшипника генератора. После установки на место и закрепления надставки к верхнему концу ее ставятся два индикатора под углом 90° в тех же плоскостях, что и индикаторы на валу генератора. При повороте ротора генератора записываются также н показания индикаторов у надставки. Бой надставки вала по осям агрегата будет равен разности показаний индикаторов:

$$Б_{нx}=И_{нx}—И_{1x};\ Б_{нy}=И_{нy}—И_{1y},$$

где $И_н$ — показания индикатора надставки;

$И_1$ — показания индикатора подшипника.

Величина абсолютного боя надставки равна:

$$Б_н=\sqrt{Б^2_{нx}-Б^2_{нy}}. \qquad (9\text{-}6)$$

Абсолютный бой надставки вала допускается не свыше приведенного в табл. 9-3. Если бой надставки превышает допустимый, то необходимо шлифовать на клин опорную поверхность надставкн.

Прицентровка вала генератора к валу турбины производится перед соединением валов гидроагрегата и заключается в установке вала генератора вертикально и соосно с валом турбины.

Вертикальность вала генератора определяется горизонтальностью нижней поверхности его фланца. Следовательно, если верхняя поверхность фланца вала турбины установлена горизонтально, то при одинаковых зазорах между фланцами вал генератора будет вертикален. Поэтому для выверки вертикальности вала генератора необходнмо и достаточно установить его так, чтобы разница зазоров между фланцами валов турбины н генератора (непараллельность фланцев) была не более допустимой, прнведенной в табл. 9-4.

Таблица 9-4

Отклонения на прицентровку вала генератора к валу турбины

Характер отклонений	Допустимые отклонения, *мм*
Смещение оси вала генератора относительно вала турбины, измеренное по образующим фланцев	0,1
Непараллельность сопрягаемых поверхностей фланцев при диаметре фланца вала:	
до 600 *мм*	0,020
„ 1 000 *мм*	0,025
„ 1 500 *мм*	0,030
„ 2 200 *мм*	0,035

Зазоры между фланцами замеряются щупом с помощью дополнительной мерной пластины в четырех размеченных ранее сечениях (см. рнс. 9-21). Непараллельность фланцев устраняется подъемом ротора с соответствующей стороны опорными болтами сегментов подпятника.

Одновременно необходимо проверить величину подъема ротора турбины при соединении валов и установить фланец вала генератора по высоте согласно этой величины с точностью до ±1,0 *мм*. Величина

подъема рабочего колеса определяется правильностью положения колеса относительно оси направляющего аппарата в радиально-осевых турбинах или зазором между крышкой рабочего колеса и нижним конусом крышки турбины в поворотнолопастных турбинах.

Затем производится проверка соосности вала генератора с валом турбины, что определяется совмещением или концентричностью образующих их фланцев. Совмещение образующих фланцев замеряется щупом между лекальной линейкой, приложенной к выступающему фланцу, и вторым фланцем. При записи замеров величину выступа фланца генераторного вала относительно турбинного (когда линейка приложена к фланцу генераторного вала) следует принимать со знаком плюс, а величину выступа фланца турбинного вала относительно генераторного (линейка приложена к фланцу турбинного вала) — со знаком минус.

Необходимое перемещение ротора генератора для достижения соосности с валом турбины будет равно:

$$a_x = \frac{a_1 - a_3}{2}; \quad a_y = \frac{a_2 - a_4}{2},$$

где a — величина несовпадения образующих фланцев.

Допустимая величина несоосности вала генератора и вала турбины приведена в табл. 9-4. Направление перемещения определяется его знаком, как указано выше. Осуществляется перемещение ротора отжимными болтами сегментов подшипника.

9-8. СОЕДИНЕНИЕ ВАЛОВ ТУРБИНЫ И ГЕНЕРАТОРА

Соединение валов генератора и турбины производится после проверки перпендикулярности оси вала плоскости трения подпятника и прицентровки вала генератора к валу турбины. При этом ротор турбины подтягивается к ротору генератора и фланцы валов их прочно соединяются индивидуально подогнанными и замаркированными болтами.

До начала соединения валов необходимо проверить совпадение монтажных меток, нанесенных на фланцах обоих валов при совместной обработке и выверке валов на заводе. Отверстия для соединительных болтов или шпилек также должны совпадать по маркировке и не иметь задиров и забоин, а на сопрягаемых плоскостях фланцев и их образующих не должно быть выступов и заусенцев.

В монтажной практике было принято подтягивание ротора турбины производить тремя или четырьмя временными болтами диаметром несколько меньше диаметра соединительных болтов, либо соединительными болтами с затягиванием гаек их ударами по рукоятке специального ключа. На средних и крупных турбинах этот процесс явля-

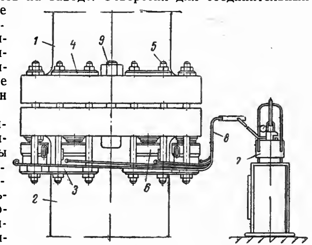


Рис. 9-23. Подъем ротора турбины с помощью домкратов.

1 — вал генератора; *2* — вал турбины; *3* — опорная балочка; *4* — верхняя планка; *5* — шпильки; *6* — домкраты; *7* — гидравлический насос; *8* — масляная магистраль; *9* — соединительный болт.

ется физически тяжелым, длительным, приводящим иногда к защемлению и задиру соединительных болтов и даже к перекосу вала. Поэтому в настоящее время широко применяется подъем роторов крупных турбин с помощью гидравлических или механических домкратов.

Преимущества подъема ротора турбины домкратами заключаются в полном отсутствии длительного тяжелого физического труда, повышении качества соединения фланцев и значительном уменьшении затрат времени на соединение валов. Подъем в этом случае производится четырьмя или более домкратами, установленными на фланце генераторного вала или под фланцем вала турбины, с помощью отдельных приспособлений, состоящих из двух болтов и опорной балочки для каждого домкрата (рис. 9-23). Грузоподъемность и количество домкратов определяются весом ротора турбины и количеством соединительных болтов.

Подъем ротора турбины должен производиться всеми домкратами одновременно и равномерно, что лучше всего обеспечивается при применении гидравлических домкратов. Для направления фланцев до начала подъема ставится несколько соединительных болтов, гайки которых в целях безопасности необходимо по мере подъема ротора турбины затягивать, так как при срыве давления в домкратах или повреждениях подъемного устройства ротор турбины может резко опуститься вниз.

После окончания подъема ротора турбины, не снимая давление в магистрали, полностью затягивают направляющие болты, а затем ставятся в соответствии с маркировкой и затягиваются все остальные соединительные болты, а домкраты снимают. Затягивание гаек крупных болтов обычно производится с помощью специального пневмогидравлического ключа с проверкой равномерности напряжения в болтах по усилию затягивания либо по удлинению болтов. Гайки сравнительно небольших болтов могут затягиваться ударами кувалды или специального подвесного устройства (барса) по накидному ключу. Сопрягаемые плоскости фланцев должны соприкасаться плотно, так чтобы щуп 0,03 *мм* не проходил между ними. По окончании затягивания гайки болтов должны быть застопорены контргайками, точечной электроприхваткой или другим способом.

9-9. ЦЕНТРОВКА РОТОРА ГИДРОАГРЕГАТА

Центровка ротора гидроагрегата, осуществляемая после соединения валов турбины и генератора и установки надставки вала, является операцией, контролирующей ранее выполненные раздельно центровки ротора турбины и ротора генератора. В процессе центровки агрегата выверяется положение в пространстве геометрической оси вала агрегата, а также осевое и высотное положение вращающегося ротора агрегата относительно неподвижных частей турбины и генератора.

Геометрическая ось вала вертикального агрегата теоретически должна быть прямолинейной, являться осью вращения ротора агрегата и совпадать с вертикальной осью установленного гидроагрегата. В этом случае агрегат постоянно будет работать спокойно и надежно. Однако практически геометрическая ось вала агрегата всегда непрямолинейна из-за неизбежного излома во фланцевом соединении, обусловленного допускаемыми погрешностями изготовления. Она также не является осью вращения ротора вследствие неперпендикулярности в пределах допусков геометрической оси вала плоскости трения подпятника. Геометрическая ось вала не может полностью совпадать с вертикальной осью агрегата из-за допускаемой неточности изготовления и монтажа элементов агрегата. В связи с этим основная задача центровки ротора гидроагрегата состоит в проверке и обеспечении в пределах допустимых отклонений прямолинейности геометрической оси вала и совмещения ее с осью вращения ротора, а также с вертикальной осью агрегата.

Совмещение оси вала с вертикальной осью агрегата заключается в установлении соосного положения этих осей и устранении уклона вала от вертикали. Величины отклонений от соосности и уклон вала могут допускаться в пределах зазоров между вращающимися и неподвижными частями агрегата. Поэтому для обеспечения соосности вала и агрегата в процессе центровки необходимо замерить все эти зазоры и установить их в пределах допусков. Уклон вала, если он не выводит зазоры между вращающимися и неподвижными частями из допускаемых пределов, может не проверяться при центровке агрегата в связи с тем, что вал турбины, а следовательно, и вал генератора при раздельной центровке были установлены вертикально. Однако при необходимости такая проверка может быть произведена с помощью четырех струн аналогично центровке турбины. Измерить уклон вала индикаторами при повороте ротора нельзя, так как индикаторы могут показать только отклонения вала от оси его вращения.

Проверка прямолинейности оси вала и совмещения ее с осью вращения ротора обычно производится поворотом ротора на 180° и замером отклонений вала с помощью индикаторов. Последовательность и технология такой проверки аналогична последовательности и технологии центровки генератора.

Поворот ротора агрегата производится тем же устройством, что и поворот ротора генератора. Однако в связи с увеличением веса ротора после соединения валов турбины и генератора и повышением опасности сдвига ротора агрегата при повороте целесообразно поворот производить с помощью двух тросов через два диаметрально противоположных блока. Вкладыш направляющего подшипника генератора, наиболее близко расположенного к подпятнику, должен быть установлен так же, как и при центровке генератора. Все остальные подшипники не должны иметь вкладышей, а рабочее колесо необходимо освободить от расклинивания. Во всех мерных плоскостях — вверху надставки вала, у подшипника генератора с установленным вкладышем, у фланца вала генератора и у турбинного подшипника — устанавливаются по два индикатора под углом 90°. На валах и фланце генераторного вала в мерных сечениях наносятся по четыре вертикальные риски, равномерно расположенные по окружности и находящиеся в одних вертикальных плоскостях. Штифты индикаторов устанавливаются, как и ранее, на нуль с натягом в 2—3 *мм*.

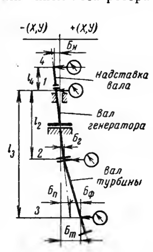


Рис. 9-24. Схема оси вала гидроагрегата.

Вначале для контроля производится один-два поворота ротора, а затем ротор поворачивается на 180° с точностью до ±5° и записываются показания всех индикаторов. Правильность замеров контролируется дальнейшим поворотом на 180°. По полученным показаниям индикаторов определяются общий бой нижнего конца вала турбины, бой фланца генераторного вала и бой надставки вала (рис. 9-24). Направление боя определяется так же, как и при центровке ротора генератора.

Общий бой вала турбины по осям координат будет равен:

$$Б_{тx} = И_{3x} - И_{1x};$$
$$Б_{тy} = И_{3y} - И_{1y}.$$

Отсюда величина абсолютного боя вала турбины равна:

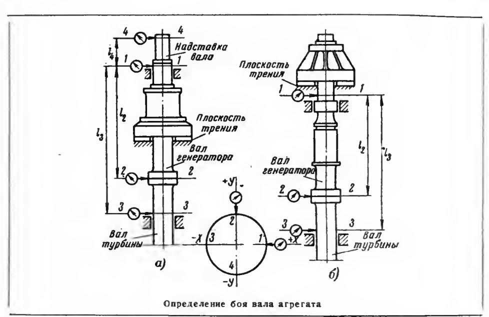
$$Б_т = \sqrt{Б^2_{тx} + Б^2_{тy}}. \qquad (9\text{-}7)$$

Относительный бой вала турбины на 1 *м* длины вала будет равен:

$$\Delta Б_т = \frac{Б_т}{l_3}, \tag{9-8}$$

где l_3 — расстояние между индикаторами, установленными у подшипника генератора и подшипника турбины.

Величины абсолютного и относительного боя фланца вала генератора определяется по формулам (9-1) и (9-2), а боя надставки вала — по формуле (9-6).



Определение боя вала агрегата

Замеры в сечениях	Показания индикатора *Y* для точек на валу			Показания индикатора *X* для точек на валу			Относительный бой вала, *мм/м*	
	2— исходное положение	4— поворот на 180°	2— поворот на 360°	1— исходное положение	3— поворот на 180°	1— поворот на 360°	фактический максимальный	допустимый по ТУ
1—1								
2—2								
3—3								
4—4								

Рис. 9-25. Формуляр проверки оси вала гидроагрегата.

а — гидроагрегат с генератором зонтичного типа; *б* — гидроагрегат с генератором подвесного типа.

Допустимые величины относительного боя вала генератора и вала турбины, а также абсолютного боя надставки вала приведены в табл. 9-3. Если фактические величины боя не превышают допустимых, то проверка положения геометрической оси вала гидроагрегата может быть закончена и данные ее занесены в формуляр (рис. 9-25). В противном случае необходимо установить и устранить причины повышенного боя.

Вследствие того что бой надставки вала зависит не только от излома во фланцевом соединении его, но и от перпендикулярности оси вала генератора плоскости трения подпятника, устранение боя надставки вала целесообразно производить после доведения до нормы боя вала генератора из-за неперпендикулярности способом, приведенным выше.

Общнй бой вала турбииы является суммой двух составляющнх: боя нз-за нзлома лнннн вала во флаицевом соеднненни валов турбнны н генератора и боя вследствие неперпендикуляриости оси вала геиератора плоскостн трення подпятинка, т. е.

$$Б_т = Б_ф + Б_п,$$

где $Б_ф$ — бой вала турбииы из-за излома во флаицевом соеднииении валов;

$Б_п$ — бой вала турбнны из-за иеперпеиднкулярности плоскости трення подпятннка.

В связн с этнм для возможности устраиеиия прични повышеииой вибрацнн следует общнй бой вала турбины разделить иа его составляющне: бой вследствне нзлома в фланцах и бой из-за неперпендикуляриостн оси вала генератора.

Бой вала турбнны нз-за неперпендикулярности осн вала генератора плоскостн трения подпятника равеи:

$$Б_п = Б_г \frac{l_3}{l_2}. \qquad (9\text{-}9)$$

Тогда бой вала турбниы вследствне излома лииии вала агрегата во фланцевом соедннеинн будет равеи:

$$Б_ф = Б_т - Б_п = Б_т - Б_г \frac{l_3}{l_2}. \qquad (9\text{-}10)$$

Устраненне неперпеидикуляриостн осн вала генератора плоскости трення подпятника, как уже было сказаио, производится шлифовкой иа клнн нерабочей поверхности вращающегося днска нлн опориой поверхностн втулкн подпятника. Величииа этого клниа определяется по формулам (9-4) н (9-5).

Бой во фланцевом соедииении валов устраияется также шлифовкой на клин сопрягаемой поверхности флаица вала турбнны аиалогично шлнфовке вращающегося диска илн втулки подпятннка. При этом высота клнна шлифовкн равиа:

$$h_ф = Б_ф \frac{D_ф}{l_3 - l_2}, \qquad (9\text{-}11)$$

где $D_ф$ — днаметр фланца вала.

В качестве прнмера рассмотрим результаты центровки ротора гидроагрегата со следующимн параметрами: диаметр фланцев валов $D_ф = 2{,}2$ *м*, наружный днаметр днска подпятника $D_п = 3{,}7$ *м*, скорость вра-

Таблица 9-5

Определение боя вала при центровке ротора гндроагрегата

Мерные сечения на валу агрегата	Обозначение мерного сечения	Расстояние до подшипника генератора		Показания индикаторов при повороте на 180°, *мм*		Вычисления абсолютного боя вала, *мм*			Относительный бой вала, *мм/м*	
		Обозначение	Величина, *м*	$И_x$	$И_y$	Бой по оси *X*	Бой по оси *Y*	Абсолютный бой	Фактический максимальный	Допустимый по ТУ
Верхнй подшнпннк генератора	1	—	—	0,06	—0,02	—	—	—	—	—
Фланцевое соединение валов	2	l_2	7,0	0,26	—0,18	0,20	—0,16	0,26	0,034	0,030
Вал турбны у подшипннка	3	l_3	11,0	—0,42	0,32	—0,48	0,34	0,60	0,054	0,050
Верх надставки вала	4	l_4	3,0	—0,28	0,20	—0,34	0,22	0,41	0,41	0,30

щения агрегата 62,5 *об/мин*, а расстояния от мерного сечения у подшипника генератора до фланца вала генератора $l_2=7{,}0$ *м*, до индикатора на шейке вала турбины $l_3=11{,}0$ *м* и до индикатора наверху надставки вала $l_4=3{,}0$ *м*. Показания индикаторов при повороте агрегата на 180° и определение боя вала в мерных сечениях сведены в табл. 9-5.

Вычисления результатов центровки показали, что величина относительного боя вала турбины ($Б_т$) составляет 0,054 *мм/м* при допустимом бое вала турбины со скоростью вращения до 100 *об/мин* — 0,050 *мм/м*. Превышение относительного боя турбинного вала сверх допустимого получается незначительным. Однако величина абсолютного боя вала турбины ($Б_т$) составляет 0,60 *мм*, тогда как максимальная величина общего боя вала у турбинного подшипника для агрегатов со скоростью вращения до 250 *об/мин* допускается не более 0,40 *мм*. Следовательно, необходимо производить исправление линии вала гидроагрегата.

Вначале следует разделить полученный общий бой турбинного вала на его составляющие: бой вследствие излома линии вала во фланцевом соединении и бой из-за неперпендикулярности оси вала генератора к плоскости трения подпятника.

По даным табл. 9-5 и формуле (9-9)

$$Б_п=Б_г\frac{l_3}{l_2}=0{,}26\cdot\frac{11{,}0}{7{,}0}=0{,}41 \text{ мм},$$

тогда

$$Б_ф=Б_т—Б_п=0{,}60—0{,}41=0{,}19 \text{ мм}.$$

Величина клина на вращающемся диске или втулке подпятника, который необходимо снять шлифовкой, определяется по формуле (9-4)

$$h_п=Б_г\frac{D_п}{l_2}=0{,}26\cdot\frac{3{,}7}{7{,}0}=0{,}14 \text{ мм}.$$

На фланце вала турбины следует шабрить клин высотой

$$h_ф=Б_ф\frac{D_ф}{l_3-l_2}=0{,}19\cdot\frac{2{,}2}{11{,}0-7{,}0}=0{,}11 \text{ мм}.$$

После шлифовки диска или втулки подпятника и фланца вала турбины должна быть произведена повторная центровка ротора гидроагрегата поворотом на 180°.

По окончании центровки ротора агрегата проверяется его положение относительно неподвижных частей турбины и генератора.

Высотное и осевое положение ротора агрегата относительно неподвижных частей турбины проверяется при зажатом вкладыше подшипника генератора и неустановленном вкладыше подшипника турбины. Замеры осевого положения рабочего колеса, зазора в лабиринтных уплотнениях рабочих колес радиально-осевых турбин и зазора между лопастями и камерой рабочего колеса поворотнолопастных турбин заносятся в формуляры установки рабочего колеса. При этом отклонения высотного положения рабочего колеса допускаются в пределах величин, приведенных в табл. 8-10, а отклонения зазоров в лабиринтных уплотнениях и в камере рабочего колеса не должны превышать 20% величин проектных зазоров.

Проверяется также концентричность шейки вала турбины относительно корпуса турбинного подшипника. Эксцентричность положения вала в корпусе подшипника не должна превышать величину сдвига ротора агрегата по подпятнику, определяемую зазором в зажатом подшипнике, и боя вала турбины из-за излома во фланцевом соединении.

Высотное положение ротора гидроагрегата относительно неподвижных частей генератора определяется совмещением средней линии ротора генератора со средней линией статора, что проверяется замерами расстояний от головок обмотки полюсов до верхней и нижней поверх-

ностей кольца активной стали статора. Отклонение средней линии ротора от средней линии статора, определенное как среднее арифметическое отклонение по каждому полюсу, не должно превышать 0,5% высоты активной стали статора.

При поворотах ротора агрегата в процессе центровки проверяется также бой поверхности трения тормозного диска, который не должен превышать 5 *мм.*

Осевое положение ротора генератора определяется измерением воздушного зазора между полюсами ротора и расточкой статора вверху и внизу каждого полюса с помощью мерных дисков, приваренных к стальному прутку либо клиновым или раздвижным щупом. При этом величиной воздушного зазора является полусумма замеров вверху и внизу полюса. Отклонения воздушных зазоров не должны превышать ±10% среднего арифметического зазора. Схема выверки высотного и осевого положений ротора относительно статора приведена на рис. 9-26.

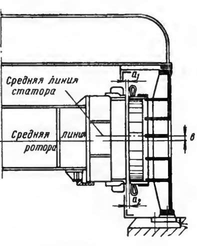


Рис. 9-26. Схема выверки положения ротора генератора.

При повороте ротора агрегата может быть дополнительно проверена концентричность статора и ротора генератора. Концентричность ротора проверяется замерами воздушного зазора по каждому полюсу в одном месте расточки статора. Концентричность статора проверяется замерами воздушного зазора по одному полюсу при повороте ротора.

По окончании центровки ротора агрегата устанавливаются на место вкладыши всех подшипников, порядок заводки которых рассмотрен ниже.

Бетонирование фундаментных плит статора и нижней крестовины производится также после окончания центровки агрегата. По затвердении бетона статор и нижняя крестовина фиксируется на плитах контрольными штифтами. Пуски и прокрутки агрегата до затвердения бетона и постановки контрольных штифтов производиться не должны.

9-10. МОНТАЖ НАПРАВЛЯЮЩИХ ПОДШИПНИКОВ

Монтаж генераторных подшипников и установка вкладышей турбинного подшипника производятся по окончании центровки агрегата. На монтажной площадке вкладыши подшипников должны быть предварительно проверены и подшабрены по валу до установки его на место аналогично подготовке вкладышей турбинного подшипника.

До начала установки вкладышей всех подшипников три-четыре противорасположенных сегмента верхнего подшипника генератора плотно прижимаются к валу упорными винтами. При этом необходимо следить с помощью индикатора за тем, чтобы вал не был смещен из положения, зафиксированного центровкой ротора агрегата. Затем устанавливается вкладыш турбинного подшипника и расцентровывается по валу. После этого устанавливаются сегменты нижнего подшипника генератора (при его наличии) и расцентровываются по валу так, чтобы расточка его вкладыша была соосна расточке вкладыша турбинного подшипника.

Регулирование зазоров между сегментами генераторных подшипников и валом в завнсимостн от конструктивного выполнения опор сегментов осуществляется различно.

В подшипннках с клиновыми упорами сегментов зазоры регулнруются припиловкой или шлифовкой сопрягаемых поверхностей клиновых плиток. Если упоры сегментов осуществлены в виде упорных плиток с регулирующими прокладками, то зазоры в подшипнике регулируются изменением толщины прокладок и необходимой обработкой упорных плиток.

В подшипниках с винтовыми упорами сегментов регулирование зазоров производится изменением положения упорных винтов. При регулировке зазоров вначале все сегменты плотно прижимаются к валу вспомогательными отжимными винтами с проверкой индикаторами выверенного ранее положения вала. Затем упорные винты перемещаются так, чтобы между сферической головкой винта и упорной плиткой было расстояние, равное требуемому зазору в подшипнике. После этого вспомогательные отжимные винты вывертываются на 5—10 *мм*, стопорятся контргайками упорные и отжимные винты и с помощью щупа проверяются зазоры между каждым сегментом и валом (рис. 9-27). Отклонения фактическнх зазоров от проектных в генераторных подшипниках допускаются не более $\pm 10\%$.

Рис. 9-27. Схема проверки зазоров в подшипнике генератора.

1 — корпус подшипника; *2* — сегмент; *3* — упорный винт; *4* — вал генератора.

По окончании регулирования зазоров устанавливают маслоохладители и производят гидравлическое испытание их давлением 3,5—4 $кГ/см^2$ в течение часа. Затем монтируют аппаратуру термоконтроля и проверяют сопротивление изоляции от блуждающих токов. Особое внимание необходимо обращать на чистоту при сборке масляной ванны н на обеспечение отсутствия протечек масла через стыковые уплотнения ванны н уплотнение крышки ванны на валу.

9-11. МОНТАЖ СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Конструктивные компоновки оборудования системы возбуждения современных крупных гидрогенераторов разнообразны. Так, при электромашнннной системе возбуждения у генераторов зонтичного типа якорь возбудителя насажнвается на надставку вала генератора в горячем состоянин, а у подвесных генераторов он крепится диском своего остова на верхнем торце втулки подпятника. Якорь подвозбудителя в обоих случаях устанавливается на якоре возбудителя. Магнитная система возбудителя в зонтичных генераторах располагается непосредственно на верхней крестовине, а в подвесных генераторах — на масляной ванне подпятника. Ротор вспомогательного генератора в ионной системе возбуждення устанавливается на днске остова ротора генератора, а статор крепится к нижней части верхней крестовины. При наличии подвозбудителя в этой системе он устанавливается сверху генератора. Различно также и размещение контактных колец. Регуляторные генераторы располагаются над подвозбуднтелем либо сразу над ротором генератора. В связи с этим единой технологин в монтаже оборудования системы возбуждения установить нельзя, и ниже будут рассмотрены только основные общие технологнческие указания по сборке, установке и выверке элементов системы возбуждения.

Якоря и магнитные системы возбудителя и подвозбудителя поставляются обычно в собранном виде. До установки на место целесообразно производить контрольную сборку системы на монтажной площадке с целью проверки концентричности положения якорей относительно магнитной системы. Для этого якорь возбудителя устанавливается вертикально на выкладках или другом основании и на него опускается магнитная система так, чтобы ось якоря совпадала с центром окружности расположения полюсов магнитной системы. Проверка концентричности якоря и магнитной системы выполняется замерами воздушных зазоров между полюсами и якорем. Величина воздушных зазоров по отдельным полюсам может изменяться постановкой прокладок под полюсы. После выверки якорь возбудителя устанавливается на вал генератора или втулку подпятника и крепится болтами со стопорными шайбами. Посадка якоря на надставку вала, если это не было выполнено на заводе, производится с подогревом якоря. Затем на место устанавливается магнитная система возбудителя, расцентровывается по якорю и закрепляется болтами. Таким же способом монтируется и подвозбудитель.

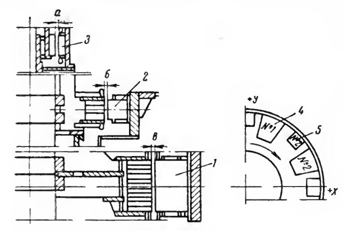


Рис. 9-28. Схема проверки воздушных зазоров в системе возбуждения и регуляторном генераторе.

1 — возбудитель; *2* — подвозбудитель; *3* — регуляторный генератор; *4* — главные полюсы; *5* — дополнительные полюсы.

Магнитные системы возбудителя и подвозбудителя должны быть установлены концентрично относительно якорей так, чтобы воздушные зазоры их, замеренные по всем полюсам, не отличались один от другого более чем на ±10% (рис. 9-28).

Высотное положение возбудителя и подвозбудителя выверяется совмещением средних линий их якорей и полюсов. Отклонения средних линий якорей относительно средних линий полюсов магнитной системы допускается не более 1% высоты активной стали якорей.

Монтаж возбудителя и подвозбудителя может осуществляться и блочным способом. В этом случае на монтажной площадке производится контрольно-укрупнительная сборка блока якорей возбудителя и подвозбудителя и блока магнитных систем с выверкой их осевого и высотного положения. По окончании контрольной сборки на место вначале устанавливается блок якорей, а затем блок магнитных систем. Установление правильности воздушных зазоров и положения средних линий производится на монтажной площадке с последующей проверкой после установки системы на место.

При установке щеток коллекторов и щеткодержателей необходимо располагать их в высотном положении так, чтобы вся высота коллектора во время работы агрегата соприкасалась со щетками. Расстояния

между группами щеток по окружности коллекторов должны быть равными, с отклонениями не выше 2 *мм*.

Контактные кольца в стыках рабочей поверхности не должны иметь уступов, а бой контактных колец и коллекторов не должен превышать: для генераторов со скоростью вращения: до 100 *об/мин* — 2 *мм*; 250 *об/мин* — 1,5 *мм*; 375 *об/мин* — 0,7 *мм*; 600 *об/мин* — 0,5 *мм*.

9-12. МОНТАЖ СИСТЕМЫ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРА

Система воздушного охлаждения генератора по замкнутому циклу состоит из следующих элементов: воздухоохладителей, водяных трубопроводов, камер горячего и холодного воздуха, воздухоразделяющих щитов и лопастей вентиляторов, расположенных на роторе.

Воздухоохладители перед установкой должны быть тщательно очищены от грязи и ржавчины, продуты чистым сухим сжатым воздухом и испытаны гидравлическим давлением 3,5—4 *кГ/см²* в течение часа. После этого воздухоохладители устанавливаются на место, что обычно осуществляется подвешиванием их на наружной стенке корпуса статора. Для возможности выключения отдельных воздухоохладителей на входе и выходе воды каждого из них устанавливаются задвижки.

Водяные трубопроводы прокладываются от общей системы технического водоснабжения станции. При этом для ускорения монтажа все трубы системы охлаждения заготовляются, собираются и соединяются в звенья на монтажной площадке заранее, а на месте производятся только укладка, соединение звеньев между собой и присоединение их к воздухоохладителям и магистральным трубопроводам. После установки и присоединения трубопроводов к воздухоохладителям производятся гидравлические испытания всей системы воздухоохлаждения давлением 3,5—4 *кГ/см²* в течение часа.

При сборке перекрытий генератора и камер горячего и холодного воздуха необходимо обращать внимание на тщательность уплотнения их с тем, чтобы горячий воздух не мог проникать в зону холодного воздуха помимо воздухоохладителей.

Воздухоохлаждающие щиты и лопасти вентиляторов должны быть надежно закреплены, а все болты и гайки их креплений — застопорены. Расстояния от воздухоразделяющих щитов до лопастей вентиляторов могут иметь отклонения только в сторону увеличения до 30% их проектных величин.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

10-1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС МОНТАЖА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ГИДРОАГРЕГАТА

В связи с большим разнообразием типов горизонтальных гидротурбин ниже рассматривается в основном лишь технология монтажа наиболее распространенных горизонтальных гидроагрегатов со спиральными камерами, являющихся более сложными в изготовлении и монтаже.

На рис. 10-1 приведен такой горизонтальный гидроагрегат с гидротурбиной мощностью 1 500 *квт* при напоре 90 *м*, скорости вращения 600 *об/мин*, весом 35 *т*.

Технологический процесс монтажа этого гидроагрегата включает следующие операции:

1) проверка и приемка фундамента агрегата;

2) монтаж спиральной камеры, подводящего и монтажного патрубков;

3) установка и выверка корпусов подшипников турбины;
4) бетонирование фундаментных болтов турбины;
5) монтаж передней крышки турбины;
6) установка лопаток направляющего аппарата;
7) монтаж задней крышки турбины;
8) монтаж направляющего аппарата;
9) сборка и установка вала с маховиком на место;
10) установка рабочего колеса на вал;
11) проверка установки ротора турбины;
12) монтаж отсасывающей трубы и отводящего колеса;
13) монтаж автоматического регулятора скорости;
14) монтаж тормозной системы;
15) монтаж холостого выпуска;

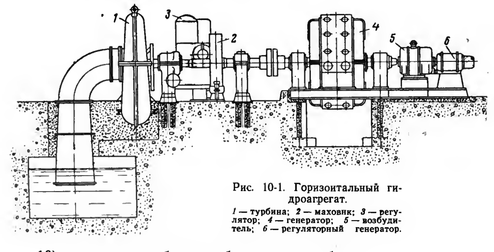


Рис. 10-1. Горизонтальный гидроагрегат.

1 — турбина; *2* — маховик; *3* — регулятор; *4* — генератор; *5* — возбудитель; *6* — регуляторный генератор.

16) монтаж служебных трубопроводов турбины;
17) сборка генератора на фундаментной раме;
18) установка и предварительная прицентровка генератора;
19) центровка гидроагрегата;
20) бетонирование фундаментных плит турбин и генератора;
21) проверка центровки агрегата и соединение полумуфт турбины и генератора;
22) проверка и подготовка агрегата к пуску;
23) пробный пуск агрегата;
24) испытания агрегата на холостом ходу;
25) испытания агрегата под нагрузкой и сдача его в эксплуатацию.

Монтаж гидроагрегата начинается с приемки фундаментов турбины и генератора, а также главных осей агрегата, зафиксированных на надежно закрепленных скобах.

Главными осями горизонтального гидроагрегата являются: продольная ось X — центральная линия агрегата, проходящая через ось валов гидротурбины и генератора, и поперечная ось $У$ — линия, перпендикулярная

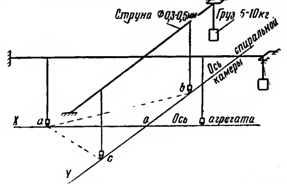


Рис. 10-2. Проверка главных осей горизонтального гидроагрегата.

продольной оси, проходящая через ось спиральной камеры. При приемке фундамента по продольной и поперечной осям натягивают стальные струны и проверяется перпендикулярность главных осей. Для этого на поперечной оси от точки пересечения струн отмеряются два равных отрезка и на фундаменте отмечаются точки *b* и *c* (рис. 10-2). На произвольном расстоянии от точки пересечения *0* на продольной оси намечается и переносится на фундамент точка *a*. При перпендикулярности осевых линий отрезки *ab* и *ac* должны быть равны. Высотное положение осей устанавливается нивелированием или непосредственными замерами рулеткой от реперов, заделанных в полу машинного здания. Проверка всех размеров фундамента производится относительно продольной и поперечной осей.

10-2. МОНТАЖ ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ ГИДРОТУРБИНЫ

Горизонтальная турбина (рис. 10-3) состоит из спиральной камеры *1*, отводящего колена *2* с переходным патрубком *3* и отсасывающей трубой *4*, рабочего колеса *5* с валом *6*, деталей направляющего аппарата *7* с приводом от регулятора, передней крышки *8*, задней крышки *9*,

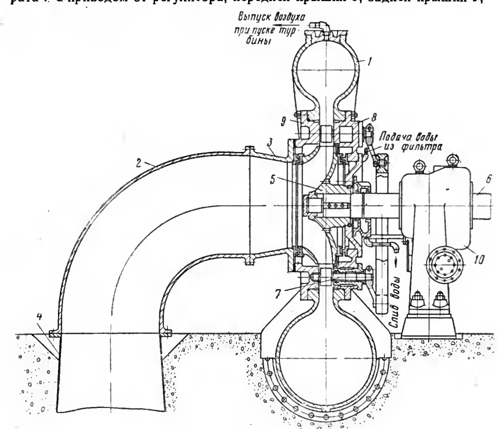


Рис. 10-3. Горизонтальная турбина.

радиально-упорного подшипника *10*, радиального подшипника, маховика с тормозом, служебных трубопроводов с арматурой и приборов контроля. В оборудование гидротурбины входят также дроссельный затвор, холостой выпуск и регулятор скорости.

К закладным деталям турбины, устанавливаемым в первую очередь, относятся спиральная камера, подводящий патрубок и задвижка. Монтаж турбины начинается установкой спиральной камеры.

На заранее заделанные в бетон опорные металлические балки устанавливается опорными лапами и выверяется нижняя половина спиральной камеры. Плоскость разъема ее покрывается суриком, после чего ставится и закрепляется верхняя половина камеры. Уплотнение разъема обычно выполняется резиновым шнуром, укладываемым в специальный паз нижней стыковой плоскости. Правильность установки спиральной камеры в плане проверяется по главным осям агрегата. Положение ее в вертикальной и горизонтальной плоскостях выверяется по фланцам для крышек турбины и фланцу подводящего штуцера с помощью уровня или отвеса. Особое внимание следует обращать на совмещение оси подводящего патрубка камеры с осью напорного трубопровода. Перемещение камеры по высоте производится с помощью металлических подкладок, устанавливаемых под ее лапы. По окончании выверки спиральная камера притягивается болтами к опорным балкам.

После монтажа спиральной камеры устанавливается вначале подводящий патрубок, затем затвор и монтажный патрубок. Затвор, заранее прошедший ревизию, устанавливается в собранном виде.

Назначение монтажного патрубка (рис. 10-4), состоящего из накидного фланца и конца трубы длиной несколько более проектной, сводится к тому, чтобы облегчить и упростить соединение турбины с напорным трубопроводом и дать возможность демонтажа затвора турбины в процессе эксплуатации. После установки и закрепления на подводящем патрубке затвора монтажный патрубок размечается по месту и обрезается так, чтобы между ним и фланцем затвора получился зазор порядка 10 *мм*, необходимый для демонтажа затвора. Затем устанавливается на резиновых прокладках накидной фланец и притягивается к фланцу затвора, а монтажный патрубок приваривается к напорному трубопроводу.

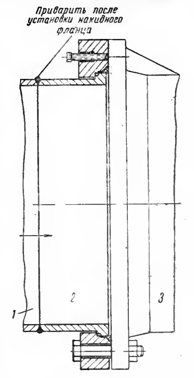


Рис. 10-4. Монтажный патрубок.

1 — напорный трубопровод; *2* — монтажный патрубок; *3* — затвор.

В процессе дальнейшего монтажа агрегата базой для проверки установленных деталей служит ось спиральной камеры.

10-3. УСТАНОВКА КОРПУСОВ ПОДШИПНИКОВ

Для проверки соосности подшипников турбины и совмещения их оси с продольной осью агрегата через спиральную камеру и оси подшипников горизонтально натягивается струна. Правильность установки струны по центру спиральной камеры проверяется штихмассом с микрометрической головкой. Высотная проверка подшипников в этом случае является предварительной.

Установку корпусов подшипников необходимо производить с закрепленными фундаментными плитами на хорошо зачищенную и проверенную по уровню поверхность фундамента. Поперечные оси подшипников определяются замерами от оси спирали и наносятся на фундаменте. Затем в соответствии с этой разметкой устанавливаются корпуса подшипников, высотное положение которых регулируется металлическими подкладками, заложенными под фундаментные плиты. Толщина

подкладок должна быть не менее 40—50 *мм* для обеспечения возможности подливки плит бетоном.

Центровка корпусов подшипников турбины относительно продольной оси агрегата производится по расточкам для вкладышей. Процесс замера штихмассом положения струны в корпусе подшипника показан на рис. 10-5. Разница размеров *a*, *b* и *c* между собой должна быть не более 0,2—0,3 *мм*.

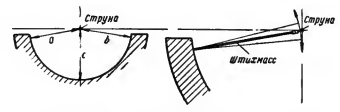


Рис. 10-5. Проверка подшипников относительно оси агрегата.

По окончании проверки корпусов подшипников фундаментные болты раскрепляются в своих штрабах так, чтобы они были расположены вертикально в центре отверстия плиты и не могли сместиться при бетонировании. Затем производится бетонирование фундаментных болтов, а также опорных балок спиральной камеры и отсасывающей трубы, если они не были забетонированы ранее.

10-4. МОНТАЖ НАПРАВЛЯЮЩЕГО АППАРАТА

В зависимости от условий строительства и наличия грузоподъемных средств монтаж направляющего аппарата может производиться раздельной установкой деталей его на место либо установкой блока из спиральной камеры и направляющего аппарата, собранного заранее на монтажной площадке.

Монтаж направляющего аппарата в проектном положении, а также укрупнительная сборка его на монтажной площадке выполняются в следующем порядке. Стаканы осей лопаток заранее собираются с их уплотнениями, состоящими обычно из резиновых манжет и зажимных колец, устанавливаются на место в переднюю крышку турбины с резиновыми прокладками под их фланцы и предварительно закрепляются болтами. Наружное кольцо лабиринтного уплотнения рабочего колеса устанавливается на крышку и крепится. После сборки передняя крышка с наружным кольцом лабиринтного уплотнения и стаканами лопаток устанавливается на место и закрепляется болтами. Уплотняется крышка на спиральной камере свинцовым суриком и резиновым шнуром. Затем устанавливаются все лопатки направляющего аппарата в закрытом положении, на место ставится задняя крышка турбины с запрессованными втулками и крепится предварительно несколькими болтами. Задняя крышка уплотняется также свинцовым суриком и резиновым шнуром. Проверяется легкость поворота лопаток направляющего аппарата, отсутствие защемления их во втулках крышек, после чего задняя крышка окончательно закрепляется болтами.

Зазоры между торцами лопаток и крышкой турбины должны быть равномерными с обоих сторон и находиться в пределах 0,2—0,6 *мм*. Проверяются они с помощью щупа и регулируются затягиванием болтов фланца стакана. Зазоры между лопатками в закрытом положении не допускаются.

Затем на лопатки навешиваются рычаги. На рычаги в вертикальном положении их устанавливается регулирующее кольцо, после чего

рычаги фиксируются на осях лопаток штифтами. С помощью регулирующего кольца лопатки поворачиваются в положение полного открытия, и замеряется величина максимального открытия направляющего аппарата по каждой лопатке. Далее монтируется система смазки всех направляющих лопаток и цапф рычагов.

Установка опоры рычага регулятора и соединение регулирующего кольца со штоком сервомотора производятся через регулирующую тягу и рычаг после установки на место автоматического регулятора скорости. Соединение регулирующего кольца с сервомотором должно выполняться с натягом в 3—5 *мм*.

При предварительной сборке спиральной камеры с крышками турбины и направляющим аппаратом на монтажной площадке заранее на выкладках устанавливается в проектном положении спиральная камера, после чего на ней собираются крышки турбины и направляющий аппарат в том же порядке, как и при монтаже на месте установки. Полностью собранный блок проверяется с составлением формуляра зазоров в направляющих лопатках. Затем блок устанавливается на место и выверяется на опорных балках аналогично спиральной камере, монтируемой отдельными элементами.

10-5. МОНТАЖ РОТОРА ГИДРОТУРБИНЫ

Вал турбины устанавливается на вкладыш подшипников вместе с маховиком, состоящим из двух частей и посаженным на вал на монтажной площадке. При посадке маховика для обеспечения надежного соединения его с валом между половинами маховика оставляется зазор, который должен быть равным с обеих сторон.

Посадка колеса на вал в большинстве конструкций гидротурбин производится через отверстие для отводящего патрубка в задней крышке турбины. При этом в случае большого веса колеса необходимо применять приспособление для подтягивания колеса к валу. После того как втулка рабочего колеса надета на вал, дальнейшую посадку можно производить с помощью посадочного приспособления или ударами кувалды через подкладку. Закрепление рабочего колеса на валу производится преимущественно гайками различной конструкции с надежным предохранением их от ослабления.

Перед посадкой рабочего колеса на место штихмассом проверяется расцентровка вала по лабиринтному уплотнению для того, чтобы лабиринтные кольца не были измяты при постановке рабочего колеса.

При проверке правильности положения (центровке) установленного ротора гидротурбины вначале замеряются щупом зазоры между валом и нижними вкладышами подшипников. Отсутствие зазоров покажет, что вал полностью опирается на оба подшипника. Затем проверяется уровнем горизонтальность ротора турбины с помощью валового уровня, устанавливаемого на шейку вала последовательно в обоих подшипниках. Для проверки правильности полученных показаний уровня его следует повернуть на 180°, установить точно на прежнее место и вновь произвести замер. Показания уровней в обоих положениях должны совпадать. В случае их несовпадения необходимо принимать среднее арифметическое из двух показаний, если разница не превышает одного деления, либо выяснить причину расхождения. Допускаемый уклон вала не должен превышать 0,4—0,6 делений уровня, что соответствует уклону 0,04—0,06 *мм* на 1 *м* длины вала.

Одновременно уровнем проверяется также поперечное положение корпуса подшипника. Допускаемый уклон в поперечном положении не должен превышать одного деления уровня, или 0,1 *мм* на 1 *м* длины.

После этого проверяются радиальные зазоры между рабочим колесом и крышками турбины, а также зазоры в лабиринтных уплотнениях. Лабиринтные зазоры должны быть в пределах 0,5—0,6 *мм*, а радиальные зазоры между рабочим колесом и крышками турбины — не более 2,5—3,5 *мм*. Равномерность радиальных зазоров достигается поперечным перемещением корпусов подшипников.

Необходимый осевой разбег ротора проверяется и устанавливается продольным перемещением корпуса упорного подшипника. Обычно осевой зазор в лабиринтных уплотнениях рабочего колеса составляет 5—6 *мм*, а осевой зазор между гребнем и вкладышами упорного подшипника находится в пределах 0,2—0,3 *мм*. Проверка осевого разбега ротора производится замером перемещения ротора турбины в крайние его положения.

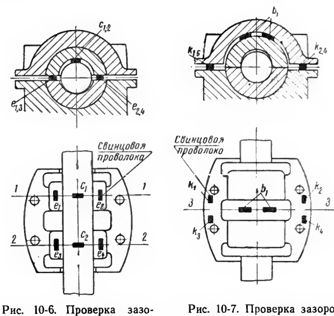


Рис. 10-6. Проверка зазоров между валом и вкладышами подшипника.

Рис. 10-7. Проверка зазоров между крышкой подшипника и вкладышем.

Повторные замеры зазоров в лабиринтных уплотнениях, между вкладышами и валом, проверка уклона вала и осевого разбега ротора производятся последовательно при повороте ротора на 180 и 360°. В обоих положениях ротора турбины замеряемые величины не должны выходить из допустимых пределов. Заканчивается центровка турбины составлением монтажного формуляра.

Все неправильности положения вала и подшипников, а также неравномерность зазоров в лабиринтных уплотнениях устраняются с помощью подкладок и парных клиньев, устанавливаемых под фундаментными плитами подшипников. По окончании центровки турбины подкладки и клинья свариваются между собой и с фундаментными плитами, а фундаментные болты плотно затягиваются. Верхние вкладыши и крышки подшипников устанавливаются и закрепляются после центровки ротора турбины с проверкой верхних и боковых зазоров в подшипниках.

Проверка верхних зазоров между валом и вкладышами в опорных подшипниках производится с помощью свинцовой проволоки толщиной 1 *мм*, длиной 30—50 *мм*. Для этого проволоки укладываются поперек вала в двух сечениях под вкладыш и плотно затягивается крышкой

(рис. 10-6). По толщине сплющенных проволок определяется величина верхних зазоров, которые будут равны:

в плоскости *1—1*

$$a_1 = c_1 - \frac{e_1 + e_2}{2};$$

в плоскости *2—2*

$$a_2 = c_2 - \frac{e_3 + e_4}{2}.$$

Величина верхних зазоров должна быть в пределах 0,002 диаметра вала. Боковые зазоры в нижней половине вкладыша проверяются щупом в двух сечениях по длине вкладыша на глубине 15—20 *мм* от плоскости его разъема; величина этих зазоров должна быть равна половине верхнего зазора.

Зазор между крышкой подшипника и верхом вкладыша (рис. 10-7) равен:

$$a_3 = b_1 - \frac{k_1 + k_2 + k_3 + k_4}{4}.$$

Для возможности регулирования натяга крышки подшипника и устранения зазора между крышкой и верхом вкладыша толщина прокладок, устанавливаемых в разъеме подшипника с целью предотвращения протечек масла, должна быть несколько менее a_3.

10-6. ОКОНЧАНИЕ МОНТАЖА ТУРБИНЫ

После центровки турбины производится монтаж остальных ее деталей. Устанавливается на переднюю крышку и крепится опора кожуха, а также монтируется система уплотнения рабочего колеса со стороны вала. Особое внимание следует обращать на величину и равномерность расположения зазоров в деталях уплотнения.

При монтаже отводящего колена и отсасывающей трубы на опорные балки вначале устанавливается нижняя часть отсасывающей трубы, а затем ставится и временно закрепляется верхняя ее часть, на которой монтируется отводящее колено. Отсасывающая труба и отводящее колено после проверки соединяются между собой, а колено крепится к отводящему патрубку.

По окончании монтажа отсасывающей трубы и отводящего колена может быть произведено бетонирование всей установки турбины, исключая монтажную подливку фундаментных плит подшипников, которые лучше бетонировать после монтажа генератора и окончательной центровки агрегата.

После бетонирования турбины монтируются служебные водяные и воздушные трубопроводы для слива дренажной воды, подвода воды к уплотнениям, охлаждения подшипника, выпуска воздуха из спирали при пуске, для измерительных приборов и др.

Горизонтальные гидрогенераторы, как правило, не имеют тормозного устройства, необходимого для уменьшения времени вращения агрегата на малых оборотах (при остановках). Поэтому турбина снабжается обычно гидравлическим тормозом, воздействующим на маховик, представляющий собой гидравлический домкрат с одной колодкой, установленной на фундамент под маховиком и действующей снизу на маховик при торможении. Корпус домкрата соединен двумя трубками с маслонапорной системой регулятора, где установлен золотник управления тормозом, посредством которого масло направляется в соответствующий трубопровод на подъем или опускание тормоза.

10-7. МОНТАЖ РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ

Для горизонтальных гидротурбин в зависимости от их мощности применяются проточные или котельные регуляторы, поставляемые заводами в полностью собранном виде, испытанными и отрегулированными. Перед установкой на место регулятор осторожно распаковывается и поверхность его очищается от предохранительной смазки. Полностью собранный регулятор ставится на свое место и проверяется по высотной отметке, горизонтальности и положению относительно турбины, после чего закладываются и бетонируются фундаментные болты. Затем устанавливается регулировочный вал турбины и регулятор присоединяется к турбине. При этом шпоночная канавка на одном конце регулировочного вала подгоняется и вырубается по месту. Разметку и подгонку шпоночной канавки следует производить при полностью закрытом направляющем аппарате и соответствующем положении поршня сервомотора. Направление хода поршня сервомотора на закрытие турбины должно быть во всех случаях в сторону кривошипного механизма.

При соединении кривошипного механизма с регулировочным валом турбины регулятор временно закрепляется фундаментными болтами и производится окончательная проверка установки регулятора. При этом проверяются легкость и плавность поворота маховичка механизма ручного управления, плотность закрытия и величина максимального открытия направляющего аппарата, а также отсутствие мертвых ходов в механизмах системы регулирования. По окончании проверки установки регулятора фундаментные болты прочно затягиваются и производится подливка его станины бетоном.

Затем проверяется действие механизмов регулятора. Крайние положения поршня сервомотора фиксируют в соответствии с максимальным открытием направляющего аппарата, учитывая натяг в системе передачи к направляющим лопаткам. Для этого включают ручное регулирование и штурвалом переводят поршень и шток сервомотора в крайнее положение на закрытие так, чтобы получился некоторый натяг, воспринимаемый тягой регулирующего кольца и лопатки направляющего аппарата. После этого поршень перемещается в положение полного открытия. Ход поршня ограничивается в зависимости от конструкции сервомотора шайбами и упорными болтами в крышках цилиндра или подгонкой специальных упоров на крейцкопфе кривошипного механизма.

Шкала открытия направляющего аппарата на механизме ручного управления наносится на месте. Для этого первоначально наносятся крайние риски, соответствующие полному открытию и закрытию направляющего аппарата. Затем расстояние между крайними рисками делится на десять равных частей и наносятся промежуточные риски (десятые доли открытия направляющего аппарата). Проверяются также действие механизма ручного регулирования и перевод регулятора на автоматическое управление.

Перед пуском регулятор тщательно промывается авиационным или чистым профильтрованным бензином. Промытый регулятор заполняется маслом через заливочную горловину, расположенную в крышке регулятора. Уровень масла должен совпадать с указателем на масломерном стекле.

10-8. МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Горизонтальные гидрогенераторы небольших мощностей с подшипниками, расположенными в корпусе генератора, поставляются обычно на фундаментной раме. Генераторы с вынесенными подшипни-

ками поставляются собранными на общей фундаментной раме со статором и возбудителем либо с отдельно установленным возбудителем. Генератор соединяется с турбиной большей частью непосредственно с помощью упругой муфты. Гидрогенераторы средней мощности состоят из следующих основных узлов: фундаментной рамы, опорных подшипников, статора, ротора, возбудителя и регуляторного генератора.

Генератор обычно монтируется по окончании монтажа турбины и проверки горизонтальности ее вала. При этом генераторы небольшие и средние, поступающие в собранном виде или смонтированными на общей жесткой фундаментной раме с подшипниками и возбудителем, устанавливаются на место единым блоком и предварительно проверяются по продольной оси и высоте по полумуфтам валов с помощью линейки и щупа. После этого фундаментные болты ставятся в штрабы и бетонируются. По выполнении центровки турбины к ней окончательно прицентровывается генератор, а также монтируется и прицентровывается к генератору возбудитель, если он вынесен отдельно. Способы прицентровки генератора к турбине с помощью линейки и щупа и по скобе приведены ниже.

Более мощные генераторы, поставляемые отдельными элементами, устанавливаются на место, как правило, на металлической фундаментной раме. Такие генераторы могут быть полностью собраны, предварительно выверены на фундаментной раме на монтажной площадке и установлены с последующей окончательной выверкой и присоединением к турбине. Однако при этом способе монтажа требуются тяжелая жесткая рама, а также кран большой грузоподъемности. Поэтому во избежание деформации рамы при транспортировке и нарушения правильности сборки генератора монтаж его целесообразно осуществлять в следующем порядке.

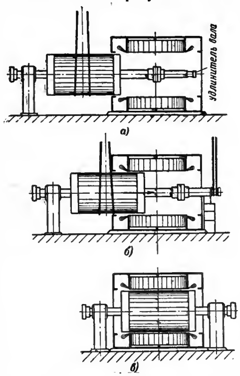


Рис. 10-8. Схема установки ротора генератора.

На монтажной площадке устанавливается горизонтально фундаментная рама, и на ней закрепляются корпуса подшипников генератора с металлическими подкладками между рамой и корпусом подшипника из листовой стали толщиной 3—5 *мм*. Эти подкладки используются при центровках генератора в процессе эксплуатации. Корпус подшипника со стороны возбудителя должен быть, кроме того, изолирован от рамы специальными изоляционными подкладками.

По окончании монтажа турбины фундаментная рама генератора с подшипниками ставится на место и выверяется по оси агрегата подкладками между фундаментом и рамой толщиной порядка 40—50 *мм*, устанавливаемыми рядом с фундаментными болтами. Горизонтальное положение подшипников проверяется по уровню, а осевое — с помощью струны.

На раму устанавливается статор и проверяется относительно оси подшипников генератора по струне. Положение статора регулируется

металлическими подкладками, состоящими из отдельных листов общей толщиной до 2—3 *мм* и устанавливаемыми между статором и рамой. Струна для проверки статора должна быть выверена по центру выточки под вкладыши подшипников как по высоте, так и в горизонтальной плоскости. Затем задний подшипник снимается с рамы.

Установка ротора на место производится вместе с задним подшипником, на который опирается конец вала генератора при заводке ротора. Для предохранения обмоток статора и ротора от повреждений при вдвигании ротора внутрь статора целесообразно положить прокладку из текстолита или прессшпана толщиной несколько менее воздушного зазора. Роторы небольших машин вначале стропятся за середину и заводятся в статор (рис. 10-8,*а*). Затем ротор вдвигается полностью в статор (рис. 10-8,*б*), стропится за оба конца вала и передний конец вала устанавливается на нижний вкладыш переднего подшипника (рис. 10-8,*в*). Для установки роторов более крупных машин и при небольшой длине переднего конца вала применяются специальные монтажные удлинители вала, жестко соединяемые с его передним концом.

Установленный ротор генератора предварительно прицентровывается по валу турбины также с помощью линейки и щупа с одновременной проверкой положения статора по равномерности воздушного зазора.

После окончательной центровки генератора устанавливаются на место возбудитель с подкладками между лапами и плитой и прицентровывается к валу генератора по полумуфтам и воздушным зазорам. При наличии регуляторного генератора он устанавливается последним с прицентровкой к возбудителю.

10-9. ЦЕНТРОВКА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ГИДРОАГРЕГАТА

В гидроагрегатах с непосредственным соединением генератора с турбиной прицентровка вала генератора к валу турбины выполняется в два приема. Вначале ротор генератора предварительно грубо прицентровывается к турбине с помощью линейки и щупа, а затем по специальным скобам производится окончательная точная прицентровка генератора, являющаяся одновременно окончательной центровкой агрегата.

Целью центровки является устранение излома в соединении валов, придание горизонтального положения валу генератора и совмещение его оси с осью вала турбины, что должно обеспечить надежную и спокойную работу агрегата и отсутствие вибрации его отдельных деталей. Базой для прицентровки вала генератора служит окончательно выверенный вал турбины. Осуществляется центровка по полумуфтам, соединяющим вал турбины с валом генератора.

Полумуфта турбины насаживается на вал на заводе, а полумуфта генератора — при монтаже. Правильность положения полумуфты при посадке определяется отсутствием торцевого и радиального боя ее при поворотах вала, что проверяется с помощью двух индикаторов. Полумуфты, имеющие торцевой и радиальный бой свыше 0,2 *мм*, к установке не допускаются.

Предварительная прицентровка генератора. После установки генератора на место валы турбины и генератора отжимаются в свои крайние положения и проверяется зазор между полумуфтами, который должен быть равен проектному (обычно 5—6 *мм*). Затем, прикладывая плотно лекальную линейку ребром вдоль образующей полумуфты турбины или генератора (в зависимости от того, какая полумуфта выступает) в четырех диаметрально противоположных положениях, добива-

ются с помощью подкладок под фундаментную раму, чтобы зазоры между линейкой и полумуфтой были равномерны по всей окружности (рис. 10-9), что покажет соосность полумуфт генератора и турбины.

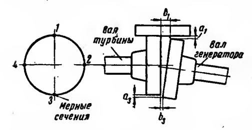


Рис. 10-9. Схема предварительной прицентровки генератора.

Для определения излома в соединении валов выверяются зазоры между торцами полумуфт, также в четырех положениях. При этой проверке вначале рекомендуется выверять положение генератора в вертикальной плоскости, а затем в горизонтальной. Излом устраняется подкладками под фундаментную раму.

Зазоры между линейкой и образующими полумуфт, а также между торцами их замеряются пластинчатыми или клиновыми щупами с помощью дополнительной пластины.

По окончании предварительной прицентровки генератора фундаментные болты устанавливаются в колодцы и бетонируются.

Окончательная центровка агрегата производится при затянутых фундаментных болтах генератора путем замеров положения полумуфт по их образующим и зазоров между полумуфтами в начальном положении, а также после совместного поворота роторов турбины и генератора последовательно на 90, 180, 270 и 360°. Положение полумуфт и зазазоры между ними в начальном состоянии и при повороте на 360° должны совпадать. Смещение полумуфт проверяется с помощью щупа или индикатора по скобе (рис. 10-10), закрепленной на полумуфте турбины. Зазоры между полумуфтами замеряются щупом. Процесс окончательной центровки агрегата состоит из следующих операций:

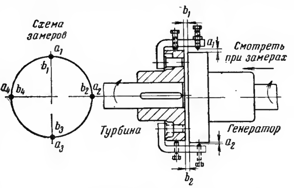


Рис. 10-10. Схема прицентровки горизонтального генератора к турбине.

а) выполнение замеров, определяющих соосность и уклон оси генератора относительно оси турбины вначале в вертикальной плоскости, а затем в горизонтальной;

Таблица 10-1

Записи замеров при центровке горизонтального гидроагрегата

Место замеров	Зазоры между торцами полумуфт b, *мм*						Зазоры по образующим полумуфт a, *мм*				
	при положениях роторов турбины и генератора										
	0°	90°	180°	270°	360°	Средний зазор	0°	90°	180°	270°	360°
Сверху a_1; b_1	+	+	+	+	+	+	+	—	—	—	+
Снизу a_3; b_3	+	+	+	+	+	+	—	—	+	—	—
Справа a_2; b_2	+	+	+	+	+	+	—	+	—	—	—
Слева a_4; b_4	+	+	+	+	+	+	—	—	—	+	—

Знак „плюс“ означает, что в точке производится замер.

б) вычисление необходнмых перемещений ротора генератора для установкн его в правильиое положенне;

в) перемещеиие ротора генератора в требуемое положеиие;

г) проверка нового состояиия осн генератора;

д) проверка положения статора геиератора.

Виачале цеитровкн полумуфты совмещаются по моитажиой метке н устаиавливаются так, чтобы скоба была в верхнем положении. Все замеры зазоров н величины иеобходнмых перемещеиий ротора геиератора следует запнсывать н определять, смотря на агрегат со стороны генератора. Прн каждом повороте отклоиение полумуфт по образующей a замеряется в одиой точке, а торцевой зазор b для устранеиия влияиия осевого перемещения роторов замеряется в четырех точках (по осям), н затем вычнсляется средний зазор по каждому положеиию роторов. Запнси замеров удобио производить по форме табл. 10-1. Замеры можио считать выполиеииыми достаточио правильио, если $[(a_1+a_3)-(a_2+a_4)]$ н $[(b_1+b_3)-(b_2+b_4)]$ будут меиьше 0,02 *мм*.

Таблица 10-2

Допускаемые отклонения при центровке горизонтальных гидроагрегатов (при упругой муфте диаметром до 500 *мм*)

Скорость вращения ротора не свыше *об/мин*	Допускаемые величины перекоса и параллельного смещения, *мм*
500	0,15
750	0,10
1 500	0,08

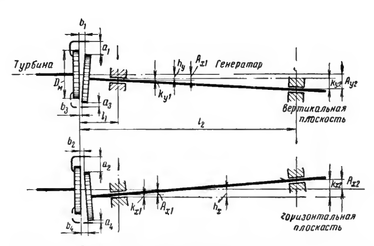


Рис. 10-11. Схема определеиия перемещеиий подшипииков генератора.

При обиаружеиин в замерах иедопустнмых отклоненнй иеобходимо установить н устраиить прнчины погрешиости и повторить замеры заново полиостью.

Точиость прицентровкн считается достаточной, еслн днаметрально противолежащие радиальные н торцевые зазоры соответствеино равны между собой нли разннца нх не превышает велнчнн, приведеных в табл. 10-2. В протнвном случае ротор геиератора следует переместить в новое положение и повторнть цеитровку.

Величина н иаправление необходнмого перемещення ротора геиератора (рис. 10-1) определяются смещеиием осн вала его отиосительно осн турбииы (замеры по образующей полумуфт a) и уклоиом осн вала (замеры между полумуфтами b).

Смещеиие оси вала геиератора вследствие иесоосиости валу турбииы равио:
в горизонтальиой плоскости

$$h_x = \frac{a_2 - a_4}{2};$$

в вертикальиой плоскости

$$h_y = \frac{a_1 - a_3}{2}.$$

Величина смещеиия подшипников вследствие уклоиа вала, определяемая разностью торцевых зазоров, зависит от расположения подшипииков н диаметра муфты и равиа:

а) в горизонтальиой плоскости:
переднего подшнпинка

$$k_{x1} = (b_2 - b_4)\frac{l_1}{D_м};$$

задиего подшипника

$$k_{x2} = (b_2 - b_4)\frac{l_2}{D_м};$$

б) в вертикальиой плоскости:
переднего подшипнпка

$$k_{y1} = (b_1 - b_3)\frac{l_1}{D_м};$$

заднего подшнпннка

$$k_{y2} = (b_1 - b_3)\frac{l_2}{D_м}.$$

Следовательио, для достижеиия правильного положеиия ротора геиератора подшипиики его должиы быть перемещеиы иа величниы:

а) в горизонтальной плоскости:
передиий подшипник

$$A_{x1} = \frac{a_2 - a_4}{2} + (b_2 - b_4)\frac{l_1}{D_м}; \qquad (10\text{-}1)$$

задннй подшнпник

$$A_{x2} = \frac{a_2 - a_4}{2} + (b_2 - b_4)\frac{l_2}{D_м}; \qquad (10\text{-}2)$$

б) в вертнкальной плоскости:
передииҋ подшипиик

$$A_{y1} = \frac{a_1 - a_3}{2} + (b_1 - b_3)\frac{l_1}{D_м}; \qquad (10\text{-}3)$$

задинй подшнпник

$$A_{y2} = \frac{a_1 - a_3}{2} + (b_1 - b_3)\frac{l_2}{D_м}. \qquad (10\text{-}4)$$

Если вычисленная величииа необходимых смещеиий подшипииков получается со знаком плюс, то ротор следует перемещать по вертикали вверх, а по горизонтали — вправо. При получеиии результата вычислеиий со знаком мииус ротор иеобходимо перемещать по вертикали вииз, а по горизоитали влево. Это правило зиаков действительно в случаях, когда скоба закреплеиа иа полумуфте турбииы, а запись замеров и перемещеиия производится, если смотреть со стороиы генератора.

Перемещення генераторов прн центровке пронзводятся в вертнкальной плоскости подкладками под фундаментиую раму, а в горнзонтальной плоскостн — перемещением фундаментной рамы иа подкладках. После каждого перемещення фундаментные болты туго затягнваются, н только затем пронзводнтся повторная центровка. По окончаннн цеитровкн фуидаментиые болты затягиваются окончательно, нх гайкн привариваются к раме, подкладкн сварнваются между собой н прихватываются сваркой к раме, а фуидаментная рама генератора н плиты подшнпннков турбииы подливается бетоиом.

Воздушные зазоры в геиераторе проверяются после центровки агрегата. Отклоиеине фактнческих воздушных зазоров от фактического среднего зазора допускается не более $\pm 5\%$. Измеиенне расположеиия воздушиых зазоров пронзводится перемещением статора на фундамеитиой плите в горнзоитальном н вертикальном положеннях.

Коитрольиые шпнлькн в корпусах подшипинков турбииы и в лапах спиральиых камер ставятся по окончаиии цеитровки агрегата, а в подшипииках геиератора н в лапах статора — после пробного пуска агрегата.

Соединеиие полумуфт пронзводнтся также после окончательной центровкн. Прн устаиовке пальцев упругой муфты иеобходимо обращать вниманне на то, чтобы в полумуфту турбнны пальцы входнлн своей металлнческой частью плотно с небольшим иатягом от легкнх ударов ручиого молотка, а в гиезда полумуфты генератора — с зазором 0,5—1,0 *мм* по днаметру между эластичиой втулкой и отверстнем муфты.

Устаиовка пальцев на место производится в следующем порядке. После установки и закреплення первого пальца проверяется ломиком смещеиие полумуфт по окружиости. Если такое смещеиие имеется, то ставится второй палец н сиова проверяется наличие смещения. В случае, когда после установкн какого-лнбо пальца смещеиня полумуфт по окружиостн не окажется, этот палец следует снять н проточнть нлн опнлить эластнчную втулку. Таким способом устаиавливаются все пальцы.

10-10. ПУСК АГРЕГАТА В РАБОТУ

По окончаиин монтажа турбины, геиератора и регулятора скорости производится полиый и тщательиый осмотр всего агрегата, при котором проверяется качество выполиениых работ, а также отсутствие в агрегате постороиних предметов, иезакрепленных деталей и др. Особое вииманне прн осмотрах следует обращать на закрепленне гаек шплинтами, шайбамн нлн электросваркой. Снстема смазкн должиа быть заполиеиа, а все сальиики набиты н затянуты. Осмотр выполняется руководителем монтажа.

Пробиый пуск горнзонтального гндроагрегата необходимо производнть в следующем порядке:

а) выключить тормоз н, еслн агрегат стоял долго смонтнрованным, предварнтельно провернуть его ротор;

б) закрыть сливной краи иа подводящем патрубке и открыть воздушный краи для выпуска воздуха нз спиральиой камеры;

в) медленио открыть затвор перед турбнной нлн перепускиой трубопровод и заполнить водой спиральиую камеру;

г) после удалення воздуха нз турбииы закрыть воздушный краи;

д) открыть краны манометра, вакуумметра н мановакуумметра, предварнтельно продув нх трубкн;

е) переключнть регулятор скоростн на ручное управленне н вручиую медленно открыть направляющнй аппарат турбнны, доведя его открытне до нормальной скоростн вращения.

На холостом ходу агрегат должеи работать до установления постояиной температуры подшнпннков, но не меиее 3—4 *ч*. Убеднвшнсь в нор-

мальной работе агрегата на холостом ходу, его останавливают, производят осмотр подшипников и проверяют общее состояние механизмов агрегата. Затем агрегат вновь пускают на ручном регулировании с последующим переключением на автоматическое управление и постепенно нагружают его до полной нагрузки или максимально возможной по условиям наличия потребителя энергии.

10-11. МОНТАЖ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ КАПСУЛЬНЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

В связи с тем что горизонтальные капсульные поворотнолопастные гидроагрегаты не получили пока широкого распространения, опыт монтажа их незначителен. Поэтому ниже приводятся только общие положения по организации и технологии монтажа капсульных агрегатов, отработанные в процессе установки небольшого количества таких гидроагрегатов с рабочим колесом диаметром 6 *м*.

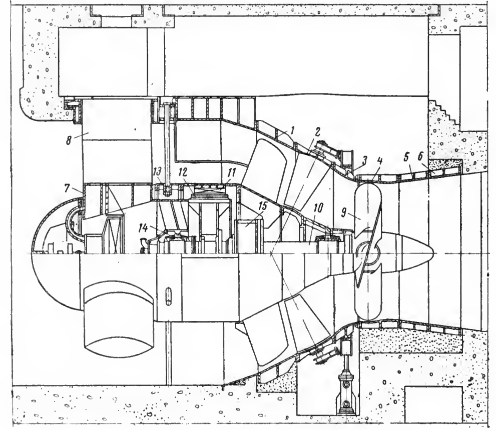


Рис. 10-12. Монтажные блоки горизонтального капсульного гидроагрегата.

Технология монтажа горизонтальных капсульных гидроагрегатов несколько сложнее монтажа обычных вертикальных агрегатов. Невозможность осевого горизонтального перемещения деталей и узлов агрегата при монтаже вызывает необходимость установки их сверху. Вследствие этого детали проточного тракта агрегата имеют горизонтальный разъем и не бетонируются в верхней части.

Особое внимание при монтаже капсульных гидроагрегатов должно быть обращено на создание и обеспечение безопасных условий работы монтажного персонала. Для этого затворы перед турбинами должны быть надежными и исключать возможность случайного затопления ка-

меры и не должны допускать больших протечек воды. Водоотливные средства должны иметься в достаточном количестве и быть всегда готовыми к работе. Кроме того, необходимо предусматривать достаточное количество выходов из зоны монтажа, обеспечивающих быструю эвакуацию работающих. При выполнении сварочных работ в проточной части агрегата и внутри капсулы должна быть обеспечена достаточная вентиляция воздуха. За состоянием средств безопасности следует осуществлять постоянный надзор.

С целью ускорения и упрощения монтажных операций на месте установки целесообразно самое широкое применение предварительной сборки деталей и узлов агрегата на монтажной площадке в максимально возможно крупные блоки. Такими блоками в агрегате, приведенном на рис. 10-12, могут являться:

полностью собранный статор турбины *1*;

направляющий аппарат *2* без опоры регулирующего кольца *3*, собранный половинами в два блока;

полностью собранная опора регулирующего кольца;

камера рабочего колеса *4* с присоединенными к ней фундаментным кольцом *5* и конусом отсасывающей трубы *6*;

передняя часть капсулы *7* агрегата с установленным оборудованием системы воздушного охлаждения генератора, без проходной колонны *8*;

укрупненный блок в составе: рабочего колеса *9*, вала агрегата *10* со штангой, статора *11* и ротора *12* генератора, промежуточного кольца *13* генератора, опорного *14* и упорного *15* подшипников генератора, корпуса маслоприемника.

Технологический процесс монтажа горизонтальных капсульных гидроагрегатов состоит из двух основных этапов. На первом этапе монтируются все кольцевые детали проточного тракта и фундаментные опорные детали с последующим бетонированием их. После бетонирования верхние отъемные части этих деталей снимаются. На втором этапе на место опускаются предварительно укрупненные блоки турбины и генератора и производятся центровка ротора агрегата, выверка нижней части упорного подшипника и проверка боя упорного гребня вала. После этого устанавливаются верхняя часть ванны упорного подшипника, передняя часть капсулы, системы возбуждения, охлаждения и смазки, а также монтируются вспомогательные механизмы агрегата. Одновременно устанавливаются снятые ранее верхние половины кольцевых деталей. Заканчивается монтаж установкой и затягиванием растяжек генератора.

Монтажные операции могут выполняться в приведенной ниже последовательности:

1) установка передней части капсулы с собранным оборудованием системы охлаждения генератора и присоединение к капсуле проходной колонны;

2) монтаж собранного статора турбины;

3) установка на место крышки монтажного люка с опорой и присоединение ее к статору турбины;

4) установка нижней половины направляющего аппарата и соединение его со статором турбины;

5) установка на место монтажного блока в составе: камеры рабочего колеса, фундаментного кольца и конуса отсасывающей трубы;

6) монтаж половин цилиндрической и конической опор подшипника турбины;

7) установка и присоединение к статору верхней половины направляющего аппарата;

8) монтаж опоры регулирующего кольца;

9) монтаж компенсаторного кольца;
10) монтаж облицовки статора генератора;
11) выверка и раскрепление всех кольцевых деталей;
12) армирование и бетонирование всех установленных кольцевых деталей;
13) демонтаж отъемных частей конуса отсасывающей трубы, фундаментного кольца, камеры рабочего колеса, компенсаторного кольца, опоры регулирующего кольца, направляющего аппарата, статора турбины и крышки люка;
14) монтаж сопрягающего пояса и бетонирование опоры монтажного люка;
15) установка и выверка укрупненного блока агрегата;

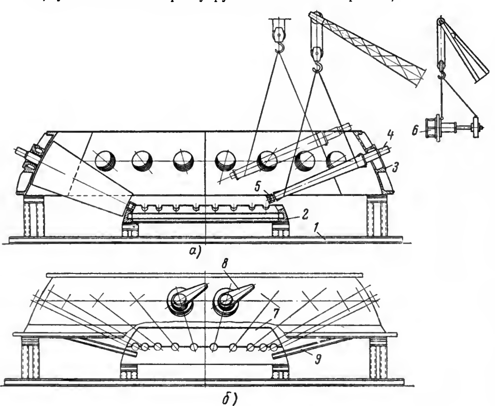


Рис. 10-13. Укрупнительная сборка направляющего аппарата.

16) установка на место отъемных частей деталей агрегата;
17) монтаж передней части капсулы с оборудованием системы охлаждения, а также монтаж и бетонирование проходной колонны;
18) монтаж маслоприемника и регуляторного генератора, проверка линии вала агрегата;
19) монтаж анкерных растяжек генератора.

Укрупнительная сборка на монтажной площадке всех кольцевых деталей, статора турбины, передней части капсулы генератора, камеры рабочего колеса, фундаментного кольца, конуса отсасывающей трубы выполняется в горизонтальном положении с последующей кантовкой на 90°.

Передняя часть капсулы при сборке опирается на фланец, сопрягающийся с промежуточным кольцом генератора. По окончании сборки капсула кантуется в рабочее положение, устанавливается на выкладках и в ней монтируется оборудование системы охлаждения генератора.

Камера рабочего колеса, фундаментное кольцо и конус отсасывающей трубы поочередно собираются на специальных бетонных опорах. После сборки они кантуются в рабочее положение, соединяются между собой в единый блок и подготовляются для установки на место.

Укрупнительная сборка направляющего аппарата (рис. 10-13) является одной из наиболее сложных монтажных операций. Выполняется она на специальном сборочном стенде *1*, расположенном на монтажной площадке. Вначале на внутренних опорах стенда собирается нижняя часть *2* внутреннего кольца направляющего аппарата, состоящая из двух элементов, и выверяются горизонтальность и цилиндричность ее. Затем на внешних опорах стенда устанавливается и собирается наружное кольцо *3* направляющего аппарата, состоящее из восьми частей, проверяются цилиндричность его и концентричность внутреннему кольцу, а также высотное положение.

По окончании выверки наружного кольца производятся установка и сборка направляющих лопаток *4*. Лопатки подаются к месту установки без втулок и подшипников цапф. После заводки верхней цапфы лопатки в наружное кольцо на нижнюю цапфу ее устанавливается втулка *5*, и затем лопатку ставят в гнездо внутреннего кольца, сохраняя подвешенной верхнюю часть лопатки. В этом состоянии лопатки на верхнюю цапфу ее надевается подшипник *6*, лопатка снимается с крюка крана и проверяется легкость поворота ее. Таким способом монтируются все лопатки, и затем устанавливается верхняя часть *7* внутреннего кольца. Перед окончательным закреплением подшипников вновь проверяется поворот лопаток и на верхние цапфы их устанавливаются рычаги *8*. Собранный окончательно направляющий аппарат надежно раскрепляется балками жесткости *9*, которые должны обеспечить сохранность нормального состояния собранного направляющего аппарата при разъеме его на две части, а также в процессе кантовки половин в вертикальное положение и при установке на место.

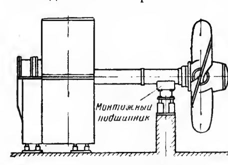


Рис. 10-14. Сборка укрупненного блока на монтажной площадке.

Сборка укрупненного блока (рис. 10-14) на монтажной площадке осуществляется в следующем порядке. Вначале производится раздельная укрупнительная сборка рабочего колеса турбины, ротора и статора генератора, а затем собранные узлы объединяются в один блок. Рабочее колесо полностью собирается в вертикальном положении на монтажной плите обычным способом и подвергается гидравлическому испытанию, после чего колесо кантуется в рабочее положение, транспортируется козловым краном к месту сборки укрупненного блока и соединяется с валом агрегата.

Ротор генератора поступает на монтаж в собранном виде с навешенными полюсами. Для возможности кантовки ротора один полюс снимается и на его место устанавливается специальная проушина. Ротор кантуется в вертикальное положение и устанавливается на опорные тумбы, расположенные на монтажной плите. Вал агрегата также кантуется в вертикальное положение фланцем вверх и в таком состоянии опускается в предварительно нагретый ротор. Затем ротор кантуется в горизонтальное положение, и к нему крепится снятый ранее полюс. Статор, состоящий из двух частей, собирается на монтажной площадке в горизонтальном положении. После стыковки половин статора в местах

разъема укладывается обмотка и присоединяется нижняя половина промежуточного кольца.

По окончании сборки отдельных узлов производится сборка укрупненного блока на специальном стенде, оборудованном домкратами и монтажным подшипником. Для сборки укрупненного блока применяется большое количество специальных монтажных приспособлений, в том числе:

монтажный подшипник, являющийся второй опорой ротора агрегата;

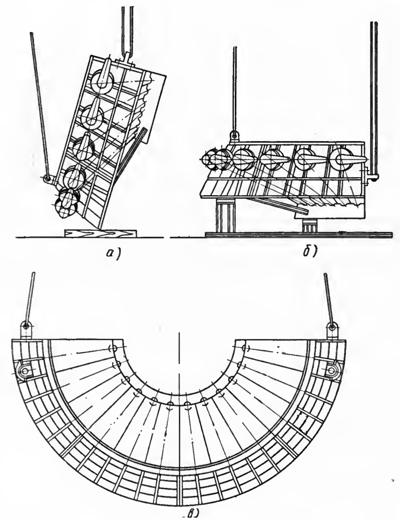


Рис. 10-15. Схема кантовки и установки на место нижней половины направляющего аппарата.

а — строповка блока; *б* — кантовка в вертикальное положение; *в* — опускание блока на место.

разборное приспособление для раскрепления ротора генератора в статоре при транспортировке укрупненного блока к месту установки его;

надставка вала для заводки ротора генератора в статор;

отъемные лапы к статору генератора;

специальные проушины и хомут для строповки ротора с валом;

приспособление для заводки маслоподводящей штанги в вал агрегата.

Монтаж гидроагрегата начинается опусканием на место блока передней части капсулы со смонтированным в ней оборудованием системы охлаждения генератора. Затем последовательно устанавливаются и соединяются между собой предварительно собранные на монтажной площадке статор турбины, крышка монтажного люка с опорой и нижняя половина направляющего аппарата (рис. 10-15). Устанавливаются

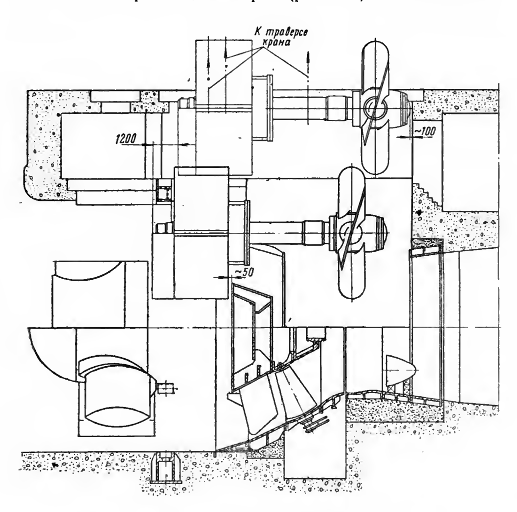


Рис. 10-16. Схема установки укрупненного блока агрегата на место.

также нижние половины цилиндрической и конической опор турбинного подшипника, верхняя половина направляющего аппарата и опора регулирующего кольца. После этого опускается в водовод монтажный узел в составе камеры рабочего колеса, фундаментного кольца и конуса отсасывающей трубы. Установленный узел перемещается по горизонтали в проектное положение. Выверяется горизонтальное и осевое положение его относительно ранее установленных кольцевых деталей проточного тракта. Монтаж деталей проточного тракта агрегата заканчивается установкой компенсаторного кольца, расположенного между камерой рабочего колеса и опорой регулирующего кольца. Выверенные кольцевые

детали проточного тракта надежно раскрепляются к арматуре водовода, и производится бетонирование их. По окончании выдержки бетона все кольцевые детали (фундаментное кольцо, камера рабочего колеса, опора регулирующего кольца, направляющий аппарат, статор турбины и крышка люка), мешающие опусканию на место укрупненного блока агрегата, разъединяются по горизонтальному разъему, верхние части их снимаются и переносятся на монтажную площадку.

Схема установки укрупненного блока гидроагрегата на место показана на рис. 10-16. При этом блок в связи с недостаточными осевыми размерами монтажного проема в процессе установки должен быть перемещен горизонтально в сторону верхнего бьефа на расстояние свыше 1 *м*. Строповка укрупненного блока призводится регулируемыми захватами за горизонтальный фланец корпуса статора и вал агрегата, присоединенными к специальной траверсе. Подъем этой траверсы с блоком осуществляется эксплуатационным козловым краном, имеющим два крюка грузоподъемностью по 140 *Т* и один 160 *Т*, с помощью траверсы грузоподъемностью 440 *Т*, подвешенной ко всем трем крюкам. Для регулировки положения укрупненного блока на месте во время прицентровки его к статору турбины в камере водовода предусмотрены регулируемые опоры, на которые и устанавливается опущенный блок. В качестве таких опор используются опорные колонны промежуточного кольца генератора, регулируемые клиньями и приспособленные для опоры вала со стороны подшипника турбины и выкладки с домкратами под две установочные лапы статора генератора. После установки блока статор генератора прицентровывается и присоединяется к статору турбины. Затем устанавливаются на место отъемная часть статора турбины, монтажный люк и производится предварительная центровка вала агрегата. Далее монтируются верхняя половина промежуточного кольца генератора, а также верхние части опор турбинного подшипника и торцевого уплотнения турбины. Устанавливаются на место снятые ранее верхние половины всех кольцевых деталей проточного тракта. Заканчивается монтаж регулирующего кольца с механизмами поворота направляющих лопаток, и кольцо присоединяется к сервомоторам, установленным в подтурбинном помещении. На место ставится ранее опущенная в водовод передняя часть капсулы с системой воздухоохлаждения генератора и проходная колонна с опорой. Устанавливаются маслоприемник и регуляторный генератор, после чего производится окончательная центровка агрегата.

Одной из наиболее сложных монтажных операций является также установка растяжек генератора, предназначенных для закрепления в водоводе передней части капсулы. С помощью шести растяжек раскрепляют промежуточное кольцо генератора к бетону водовода. Установка растяжек производится до присоединения передней части капсулы к промежуточному кольцу. При этом растяжки закрепляются в холодном состоянии. Окончательное затягивание растяжек с подогревом их осуществляется после присоединения передней части капсулы и окончания монтажа гидроагрегата.

По окончании монтажа механизмов и трубопроводов системы регулирования, трубопроводов смазки подшипников и охлаждения генератора, вспомогательных механизмов агрегата и выполнения наладочных работ водовод заполняется водой. При этом производится тщательная проверка плотности всех соединений капсулы и уплотнения турбины.

ПУСК, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ СМОНТИРОВАННЫХ ГИДРОАГРЕГАТОВ

11-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Испытания вновь установленных гидроагрегатов станции, как правило, осуществляются в два этапа. На первом этапе, выполняемом по окончании монтажа агрегата и при вводе его в эксплуатацию, производятся проверка и пусковые испытания каждого агрегата станции с целью установления правильности и качества изготовления, монтажа и наладки его. Второй этап испытаний заключается в проверке натурных энергетических показателей и степени надежности работы агрегата и выполняется в процессе эксплуатации выборочно на одном-двух агрегатах станции.

К началу пусковых испытаний смонтированного гидроагрегата должны быть закончены все строительные работы в блоке агрегата, включая подливку бетоном опор, отделку и окраску кратера агрегата, уборку временных лесов, подмостей и монтажных креплений, сооружение лестниц, площадок и ограждений. Должна быть выполнена поузловая проверка смонтированного оборудования с составлением всех необходимых монтажных формуляров и актов, а также закончен монтаж и проверка контрольно-измерительных приборов и средств телефонной связи. К сигнальным и защитным устройствам агрегата, вспомогательному оборудованию и контрольно-измерительным приборам должно быть подано напряжение, а также закончено постоянное и аварийное освещение. К этому времени необходимо закончить выполнение мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите в пределах пускового блока. Все работы по пуску, наладке, испытаниям и вводу гидроагрегата в эксплуатацию должны осуществляться при температуре не ниже $+5°C$ в пределах блока пускового агрегата и его вспомогательного оборудования.

Испытания, пуск и ввод агрегата в эксплуатацию должны производиться по специальной программе, составленной в соответствии с действующей директивной и технической документацией, техническими условиями на изготовление и монтаж оборудования и указаниями проектных организаций и заводов-изготовителей. Для сокращения общего цикла работ некоторые испытания и наладка отдельных узлов и механизмов агрегата и вспомогательного оборудования могут быть выполнены в предпусковой период при монтаже и поузловой проверке с соответствующим оформлением технической документации.

По окончании всех испытаний и проверок, предусмотренных программой, включая и гарантийную работу агрегата под нагрузкой, составляется акт приемки гидроагрегата в эксплуатацию.

Проверка и пусковые испытания смонтированных гидроагрегатов выполняются на следующих этапах готовности гидроагрегата:

1) проверка и испытания узлов и механизмов гидроагрегата — до заполнения водой водоподводящего и водоотводящего трактов;

2) проверка и испытания узлов и механизмов неподвижного гидроагрегата — при заполненных водой водоподводящих и водоотводящих трактах;

3) пробный пуск агрегата и испытания его — на холостом ходу;

4) испытания гидроагрегата — под нагрузкой.

11-2. ПРОВЕРКА И ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ДО ЗАПОЛНЕНИЯ ВОДОПОДВОДЯЩЕГО И ВОДООТВОДЯЩЕГО ТРАКТОВ

Осмотр закладных частей агрегата заключается в проверке монолитности сопряжения их с бетоном и производится путем обстукивания молотком, а в сомнительных случаях — пробным нагнетанием цементного раствора. Обнаруженные пустоты в сопряжениях бетона с металлом должны быть заполнены цементным раствором под давлением. Такой проверке подвергаются спиральная камера, статор турбины, фундаментное кольцо, камера рабочего колеса, облицовка отсасывающей трубы, облицовка шахты турбины, фундаментные плиты статора и нижней крестовины генератора, а также все другие бетонируемые детали гидроагрегата.

Одновременно проверяются отсутствие уступов и плавность сопряжения между собой и с бетоном деталей и узлов проточного тракта турбины. Проверяются плотность и надежность закрепления отъемных люков спиральной камеры и отсасывающей трубы, а также работа и плотность закрытия спускного клапана спиральной камеры.

Проверка, наладка и испытания механизмов системы регулирования являются основными и наиболее ответственными пуско-наладочными операциями, обеспечивающими возможность нормального пуска и правильность дальнейшей работы гидроагрегата. Поэтому они должны выполняться особенно внимательно и тщательно. Ниже приводятся основные виды проверок, наладки и испытаний механизмов системы регулирования до заполнения агрегата водой, в процессе которых проверяется правильность монтажа и работы как отдельных механизмов, так и системы регулирования в целом. При этом последовательность проверок может быть различной в зависимости от местных условий подготовки агрегата к пуску. Испытания электрогидравлических регуляторов производятся по специальной инструкции завода-изготовителя и в настоящем разделе не рассматриваются.

При проверке маслонапорной установки (МНУ) необходимо произвести осмотр и гидравлическое испытание котла в соответствии с правилами Госгортехнадзора с составлением соответствующей документации. Масляные насосы, основной и резервный, следует опробовать в работе при нормальном давлении в режиме 1 : 1 (отношение времени работы насоса на котел к времени его работы на слив) в течение 3 *ч*, а также проверить возможность пуска насосов под нагрузкой при разных давлениях в котле МНУ, вплоть до номинального. Компрессор должен работать без перебоев и создавать в котле необходимое давление воздуха. Работа перепускных клапанов должна происходить при заданных величинах перепадов давления в котле. Предохранительные клапаны должны открываться при давлении в котле на 1,5—2,0 *кГ/см²* большем, чем верхний предел рабочего давления, и пропускать весь объем масла, подаваемого насосом, не повышая верхнего предела рабочего давления в котле более чем на 3—4 *кГ/см²*. Утечки воздуха из котла МНУ проверяются при закрытых воздушных вентилях и работающем масляном насосе с измерением повышения уровня масла в течение 12 *ч*. Утечки масла из котла МНУ при закрытых вентилях и клапанах и выключенном масляном насосе определяются измерением снижения уровня масла в котле в течение 8 *ч*. Давление в котле при этом поддерживается постоянным путем подкачивания воздуха. Проверяются также величины давлений, при которых должен подаваться импульс на включение резервного насоса, а в случае его отказа — на остановку агрегата.

Следует проверить работу гидроклапана главного золотника направляющего аппарата и действие сигнализации при крайних его положениях, а также убедиться в правильности показаний указателя сред-

него положения главного золотника. Измеряется величина хода главного золотника направляющего аппарата при его перемещениях на открытие и закрытие. Проверяются действие стопора турбины, а также гидроблокировки и сигнализация при конечных положениях стопора. Определяется натяг в механизмах направляющего аппарата измерением перемещения поршня сервомотора на открытие после снятия давления масла в полостях сервомотора и устанавливается величина минимального давления, необходимого для создания натяга.

Необходимо убедиться в нормальной работе узлов и механизмов комбинатора: гидроклапана и золотника комбинатора, механизма ручного и дистанционного привода, механизма настройки комбинатора по напору, отклонителя струи ковшовых турбин при определенных положениях иглы сопла, а также установить время полного открытия и закрытия лопастей рабочего колеса.

Следует установить фактические минимальные давления и уровень масла в котле МНУ, при которых закрывается регулирующий орган и действуют все гидроблокировки, а также определить минимальное давление масла в сервомоторах регулирующих органов, необходимое для их закрытия и открытия. Затем нужно проверить протечки масла в системе регулирования при нормальном давлении по режиму насоса на автоматическом и ручном управлении гидроагрегата. В поворотнолопастных и ковшовых турбинах эти протечки проверяются раздельно при открытых и закрытых гидроклапанах рабочего колеса и отклонителях. Следует определить также протечки масла в системе регулирования по снижению уровня масла в сливном баке за 24 *ч* при постоянном уровне масла в котле МНУ.

К основным проверкам и опробованиям работы механизмов системы регулирования относятся следующие:

1) проверка действия механизма ручного регулирования, а также ограничителя открытия и удаление случайно оставшегося воздуха из системы регулирования;

2) определение мертвых ходов и заеданий в передачах системы регулирования;

3) проверка правильности действия катаракта изодромного механизма и снятие его характеристики;

4) определение зависимости открытия направляющего аппарата от положения поршня сервомотора и градуирование шкалы открытий на тяге сервомотора и на колонке регулятора;

5) проверка комбинаторной зависимости и приведение ее в соответствие с заданной заводом-изготовителем;

6) определение перестановочных усилий в сервомоторе направляющего аппарата;

7) определение времени закрытия и открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса.

Проверка действия механизма ручного регулирования производится неоднократным медленным открытием и закрытием с помощью этого механизма направляющего аппарата в пределах его крайних положений. При этом первый цикл движения на полное открытие и закрытие должен составлять 30—40 *сек* с дальнейшим постепенным уменьшением. После этого система регулирования переводится на автоматическое управление и ограничителем открытия производятся такие же ускоряющиеся циклы открытия и закрытия направляющего аппарата. При движениях направляющего аппарата проверяется действие механизмов ручного регулирования и ограничения открытия. Правильность работы этих механизмов определяется отсутствием люфтов в их подвижных соединениях и немедленным реагированием поршня сервомотора на любую величину поворота маховичка ручного регулирования или рукоятки ограничителя. В процессе проверки необходимо обращать вни-

маиие иа возможиость расстройства работы механизмов из-за больших треиий и заедаиий в рычажио-тяговой передаче к ограиичителю, а также из-за упругости этой системы.

При поворотах иаправляющего аппарата проверяется одиовремеиио величииа его максимальиого открытия. В случаях больших отклоиеиий зиачеиий максимальиого открытия иеобходимо устаиовить и устраиить их причииы. Такими причинами часто бывает иедостаточиый ход поршия одиого из сервомоторов или иесогласоваииость движеиия поршией обоих сервомоторов.

Определеиие мертвых ходов и заедаиий в передачах системы регулироваиия, а также проверка плавиости движеиия обратиой связи производятся с помощью иидикаторов, устаиовлеииых у штока сервомотора иаправляющего аппарата и у стакаиа катаракта (рис. 11-1). Измеияя положеиие иаправляющего аппарата медлеииым перемещеиием его сервомоторов от полиого открытия до закрытия, проверяют плавиость движеиия обратиой связи, что характеризуется отсутствием скачков стрелок иидикаторов. Разиица показаиий иидикатора, устаиовлеииого у катаракта, в одиом и том же положеиии сервомотора при движеиии его иа открытие и закрытие определяет величииу мертвого хода в передачах обратиой связи. Мертвый ход фиксируется в трех положеииях поршия сервомотора: вблизи полиого закрытия, в средием положеиии и при полиом открытии. Величииа его ие должиа превышать 0,5% полиого хода поршия сервомотора.

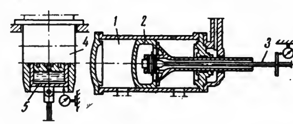


Рис. 11-1. Определеиие мертвого хода и заедаиий в передаче обратиой связи.

1 — корпус сервомотора; *2* — поршень сервомотора; *3* — шток сервомотора; *4* — катаракт; *5* — передача обратной связи.

Показаиия иидикаторов записываются через каждую десятую долю полиого хода поршия сервомотора. По этим показаииям строятся кривые зависимости хода поршия катаракта от хода поршия сервомотора. Совпадеиие кривых, построеииых при движеиии поршия сервомотора иа открытие и иа закрытие, показывает, что в передаче практически отсутствует мертвый ход и потери иа треиие иевелики. Параллельиость кривых озиачает наличие в передаче мертвого хода и иезиачительиость потерь иа треиие. Если кривые ие совпадают и иепараллельиы, то в передаче есть мертвый ход и заедаиия.

Действие катаракта виачале проверяется по характеру движеиия смещеииого в свое средиее положеиие поршия. Если движение поршия происходит иеплавио, то катаракт следует разобрать, промыть и при иеобходимости подогиать сопряжеиия подвижиых деталей. Затем с помощью иидикатора, устаиовлеииого к поршию, сиимается характеристика катаракта, выражеииая в виде зависимости расстояиия между поршием катаракта и его средиим положеиием от времеии. Для этого поршеиь при подиятой игле катаракта смещается из средиего положеиия последовательио вверх и вииз иа 2—3 *мм* и возвращается из этих крайиих положеиий при устаиовлеииой иа место игле. При этом через каждые 5 *сек* записываются расстояиия поршия от его средиего положеиия. График, построеиный по результатам испытаиий, должеи иметь вид плавиых кривых. Время возвращеиия поршия в средиее положеиие должио быть одииаково, а иеточиость возвращеиия допускается обычно ие более ±0,02 *мм*.

Для определеиия зависимости открытия иаправляющего аппарата от положеиия поршия сервомотора величииа полиого хода поршия при

максимальном открытии делится по шкале на штоке сервомотора на десять частей. Затем ограничителем открытия или механизмом ручного регулирования производятся полное открытие и закрытие направляющего аппарата с остановками через десятую часть хода сервомотора в обоих направлениях. В каждом положении поршня при остановках записывается величина открытия направляющего аппарата, равная среднему арифметическому расстояния в свету между четырьмя парами смежных лопаток направляющего аппарата, расположенными обычно по главным осям агрегата. По полученным данным строятся кривые открытий направляющего аппарата в зависимости от величины хода поршня сервомотора при движении поршня на открытие и на закрытие. Несовпадение кривых между собой допускается в пределах до 0,5%. Средняя из полученных кривых сравнивается с расчетной кривой завода-изготовителя.

В поворотнолопастных турбинах проверяется, кроме того, зависимость разворота лопастей рабочего колеса от величины открытия направляющего аппарата. Для этого градуировку угла установки лопастей рабочего колеса, имеющуюся на их фланцах, необходимо перенести на шкалу указателя, расположенную на маслоприемнике, после чего направляющий аппарат открывается и закрывается с остановками в промежуточных положениях. Во всех этих положениях записываются величины открытия направляющего аппарата и угол разворота лопастей рабочего колеса. По полученным результатам строятся кривые зависимости разворота лопастей рабочего колеса при открытии и закрытии направляющего аппарата, которые также могут не совпадать в пределах до 0,5%. Средняя из этих кривых сравнивается с расчетной.

Если к полостям сервомотора подключить манометры, то по разности их показаний при перемещении поршня сервомотора можно определить величину перестановочного усилия, затрачиваемого на преодоление трения в механизмах направляющего аппарата. Перестановочные усилия определяются для ряда положений поршня при медленном движении его на открытие, а затем на закрытие. По полученным величинам разности давления можно построить график зависимости перестановочных усилий от хода поршня сервомотора. Так как при отсутствии воды в турбине поршень сервомотора в своем движении преодолевает только силы трения в механизмах направляющего аппарата, то результат этой проверки даст возможность судить о качестве изготовления и сборки направляющего аппарата. Для перемещения направляющего аппарата нормального изготовления максимальный перепад давления составляет обычно 1,5—2,0 *кГ/см²*. В случаях получения при проверке большего перепада давления необходимо установить и устранить причины повышенного трения в механизмах направляющего аппарата.

Время полного закрытия и полного открытия направляющего аппарата, а также время разворота и закрытия лопастей рабочего колеса в поворотнолопастных турбинах должно соответствовать гарантиям регулирования завода-изготовителя с возможными отклонениями в пределах до ±5%. Время закрытия направляющего аппарата проверяется при автоматическом управлении регулятором путем создания искусственного сброса нагрузки, что осуществляется нажатием руки на иглу пуско-останавливающего золотника. Время разворота лопастей рабочего колеса определяется при отсоединенной связи клина комбинатора с сервомотором направляющего аппарата быстрым перемещением клина в его крайние положения. Продолжительность закрытия и открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса без воды отличается от времени закрытия и разворота с водой лишь в пределах 0,3—0,5 *сек*, и поэтому обычно ограничиваются настройкой регулирования закрытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса без воды.

Автоматическое управление гидроагрегатом проверяется путем имитации нормального пуска, а также нормальной и аварийной остановок агрегата. Вследствие того что фактического пуска агрегата при этом не происходит, действие отдельных блокировок и элементов цепи пуска агрегата вызывается воздействием на них вручную. Правильность действия предупредительной сигнализации ненормальных режимов работы агрегата проверяется замыканием контактов соответствующих реле. Необходимо также убедиться воздействием вручную в том, что цепи аварийной остановки агрегата заведены на пуско-останавливающий золотник регулятора.

Проверка рабочих механизмов и вспомогательного оборудования турбины производится перед пуском агрегата независимо от их проверки при монтаже.

Действие клапана срыва вакуума проверяется быстрым нажатием на поршень его катаракта до полного открытия. При этом определяются максимальный ход клапана и время его полного закрытия, а также проверяется прилегание клапана к седлу.

Проверка работы холостого выпуска заключается в определении величины хода клапана и времени его открытия и закрытия, а также в установлении плотности закрытия клапана.

Способы регулировки действия клапанов срыва вакуума и холостых выпусков зависят от их конструктивного выполнения и определяются в каждом случае инструкциями заводов-изготовителей.

В спускных клапанах спиральной камеры проверяются величина хода клапана и плотность его закрытия.

По системе смазки подшипника турбины проверяются:

при водяной смазке — достаточность подачи воды из трубопровода технического водоснабжения или из спиральной камеры.

при масляной смазке — состояние и действие основного и резервного насосов подачи масла, системы заполнения масла и слива масла из ванн (при смазке с постоянным объемом);

при густой смазке — действие лубрикатора и других устройств подачи смазки.

При масляной смазке проверяется поступление масла к местам смазки и воды в охладители, а также правильность показания уровней масла в ваннах по маслоуказателям.

Плотность набивки сальника турбины должна быть такой, чтобы во время работы агрегата обеспечивалось просачивание воды через сальник в количестве, необходимом для смазки вала с целью предохранения его от истирания. Окончательная регулировка плотности сальника производится на вращающемся агрегате.

Проверяется также действие смазывающих устройств механизмов направляющего аппарата турбины.

Лекажный агрегат проверяется пробным пуском его вручную кнопкой пуска и с помощью поплавкового устройства. В моменты пуска и остановки поплавковым устройством устанавливаются фактические уровни масла в бачке.

Для проверки действия системы откачки воды с крышки турбины крышка заливается водой, после чего включается самовсасывающий насос вручную и от поплавкового устройства. При этом проверяются объем воды, залитой на крышку, и время откачки. Действие эжектора, нормально работающего давлением воды в спиральной камере, проверяется подачей в него воды из трубопровода технического водоснабжения.

Проверяется действие реле давления или поплавкового устройства включения и отключения клапанов подвода воздуха в камеру рабочего колеса при переводе гидроагрегата в компенсаторный режим и возвращения его обратно в генераторный режим.

Осмотр и проверка генератора до заполнения спиральной камеры водой должны производиться особенно тщательно. Это требование диктуется тем, что вся сборка не только узлов генератора, но и отдельных элементов их производится при монтаже, большей частью без заводской контрольной сборки.

Опытом эксплуатации установлено, что большая часть аварий генераторов происходит вследствие ослабления и нарушения болтовых соединений отдельных элементов генератора. Поэтому следует внимательно проверять прочность затягивания и надежность стопорения всех доступных болтовых соединений генератора.

До начала осмотра генератора необходимо удалить из него посторонние предметы и произвести очистку всех полостей его от мусора и пыли. С целью обеспечения тщательной проверки законченности сборки генератора и готовности его к пуску осмотр должны производить несколько человек, которые, следуя друг за другом, осуществляют повторный контроль. При осмотрах основное внимание необходимо обращать на:

законченность и правильность сборки всех элементов генератора и особенно его вращающихся частей согласно сборочным и установочным чертежам;

надежность крепления всех болтовых соединений и стопорения их гаек;

отсутствие видимых трещин в сварных соединениях, в частности на роторе генератора;

правильность и чистоту воздушных зазоров в генераторе и системе возбуждения, а также других зазоров между вращающимися и неподвижными частями генератора;

отсутствие внешних дефектов и повреждений изоляции обмоток;

отсутствие посторонних предметов.

Проверка надежности болтовых соединений производится путем осмотра их с легкими ударами по гайке ручным молотком. Глухой или дребезжащий звук при этом покажет неплотность соединения. Проверяется также постановка всех контрольных штифтов и шпонок.

Особенно внимательно следует проверять чистоту воздушных зазоров генератора и системы возбуждения и отсутствие в зазорах посторонних предметов. Проверка осуществляется осмотром воздушных зазоров при просвечивании их переносной лампой сверху и снизу полюсов, а также протягиванием веревки в воздушном зазоре вокруг ротора. При осмотре выборочно проверяется величина воздушного зазора и сравнивается с данными монтажного формуляра.

Проверяются состояние воздухоразделяющих щитов и лопастей вентиляторов и величины зазоров между ними, а также плотность люков воздухоразделяющих щитов.

Заливка маслом системы подпятника и подшипника производится с циркуляцией масла в течение не менее 12 *ч*, до получения надлежащей чистоты масла. За несколько часов до пуска необходимо произвести анализ масла.

Действие системы торможения проверяется в режимах торможения и подъема ротора. Проверка тормозного действия производится подачей воздуха с последующим выпуском его. При этом колодки всех тормозов должны легко поджиматься к тормозному диску и свободно отходить от него. При проверке подъемного действия тормозов в систему подается масло под давлением и производится подъем ротора на максимально возможную высоту. В процессе подъема ротора проверяются плотность манжетных устройств тормозов, равномерность подъема ротора по окружности тормозного диска и состояние тормозного трубопровода. Давление масла в системе торможения при подъеме ротора и зазор между опущенными тормозными колодками и диском по-

сле снятия давления замеряются нивелированием величины прогиба грузонесущей (верхней или нижней) крестовины от действия веса ротора агрегата.

В системе водяного пожаротушения проверяются надежность крепления и правильность прокладки пожарных трубопроводов сверху и снизу статора.

По окончании осмотра и проверки генератора и турбины закрываются все люки и двери в блоке агрегата и устанавливается готовность агрегата к заполнению подводящих устройств водой, о чем производится запись в пусковом журнале или составляется акт.

11-3. ПРОВЕРКА ГИДРОАГРЕГАТА ПРИ ЗАПОЛНЕННЫХ ВОДОПОДВОДЯЩЕМ И ВОДООТВОДЯЩЕМ ТРАКТАХ

До заполнения водой водоподводящего и водоотводящего трактов необходимо привести в рабочее состояние маслонапорную установку и систему регулирования гидроагрегата. На ручном управлении регулятора следует закрыть направляющий аппарат, а также лопасти рабочего колеса или отклонитель струи у ковшовой турбины и убедиться в целости разрывных устройств лопаток направляющего аппарата, после чего регулятор оставить на ручном управлении, а направляющий аппарат на стопоре. Следует также проверить закрытие всех вентилей питания водой из спиральной камеры.

После этого вначале обычно заполняется водой отсасывающая труба, а затем спиральная камера. Заполнение водой производится постепенно небольшим открытием основного затвора или через обводной трубопровод (байпас). При этом должен быть обеспечен дистанционный сброс затвора либо установлена надежная связь с дежурным персоналом у затвора.

По достижении нормального напора необходимо проверить отсутствие протечек в напорном трубопроводе через сальники компенсаторов, а также через уплотнения турбинных затворов и подшипники лопаток направляющего аппарата. Работа турбинных затворов проверяется путем ручного или автоматического воздействия на механизм управления. Устанавливается время нормального и аварийного закрытия затворов. В затворах с гидравлическим приводом определяется необходимый перепад давления при движении затвора на закрытие и на открытие, а в затворах с электрическим приводом — мощность, напряжение и сила тока при движении затвора на открытие.

Проверяется действие ручного и автоматического управления байпасом и определяются максимальный ход и продолжительность полного закрытия или открытия его задвижки, а также время заполнения через байпас водоподводящих устройств турбины. Определяется время опорожнения водоподводящих устройств турбины через спускной клапан. При наличии холостого выпуска необходимо произвести последовательно увеличиваемые сбросы воды через холостой выпуск и установить время его закрытия.

Проверяется достаточность подачи воды для смазки и охлаждения лабиринтных уплотнений и уплотнения вала турбины. Проверяется также действие арматуры системы технического водоснабжения, обслуживающей охлаждение подшипников генератора и подпятника.

Действие и достаточность водоотливных устройств с крышки турбины (эжекторы, самовсасывающие насосы и др.) проверяются включением их вручную, а также автоматически от поплавковых устройств с предварительным заполнением крышки водой.

Готовность гидроагрегата к пробному пуску фиксируется записью в пусковом журнале.

11-4. ПРОБНЫЙ ПУСК ГИДРОАГРЕГАТА

Непосредственно перед пробным пуском агрегата необходимо:

1) включить подачу смазки к подшипникам турбины и лабиринтным уплотнениям, а также устройства откачки воды с крышки турбины;

2) создать нормальный эксплуатационный режим для маслонапорной установки и открыть все оперативные вентили системы регулирования;

3) опробовать стопор сервомотора направляющего аппарата, оставив его после этого в открытом положении;

4) установить маховички механизмов ручного регулирования и ограничителя открытия на колонке регулятора в положении «закрыто»;

5) проверить действие сигнализации перегрева подшипников и подпятника, прекращения подачи смазки и охлаждения их, а также понижения давления в МНУ и разрушения разрывных устройств направляющего аппарата;

6) отвести от контактных колец генератора и коллекторов системы возбуждения щетки и закрепить их;

7) проверить действие системы торможения и убедиться в том, что все колодки отошли от тормозного диска ротора;

8) в подпятниках с принудительным созданием при пуске масляной пленки за несколько минут до пуска включить подачу масла под давлением к поверхностям трения диска и сегментов;

9) в местах наблюдения в процессе пуска за действием отдельных узлов и механизмов агрегата расставить хорошо проинструктированный ответственный персонал, обеспечив его надежной и быстрой телефонной или другой связью с пунктом управления пуском гидроагрегата.

Первый пуск агрегата следует производить вручную ограничителем открытия или механизмом ручного регулирования. Направляющий аппарат необходимо быстро открыть несколько дальше положения, соответствующего холостому ходу агрегата, и затем прикрыть до положения меньше холостого хода. При таком открытии направляющего аппарата быстро набирается скорость вращения агрегата, что способствует всплыванию подпятника и созданию в нем масляной пленки, а также лучше промывается через лопатки направляющего аппарата строительный мусор из подводящих устройств.

Со скоростью вращения порядка 75—80% номинальной гидроагрегат должен работать в течение 0,5—1,0 *ч*, после чего скорость вращения его поднимается до нормальной. При этом с начала пуска необходимо тщательно следить за температурным состоянием подшипников и подпятника, записывая величины температуры в течение первых 10 *мин* работы агрегата через 2 *мин*, последующих 30 *мин* — через 5 *мин* и далее через 10—15 *мин*. Обычно температура подшипников и подпятника вначале повышается быстро, а затем повышение ее замедляется и через 2—3 *ч* она устанавливается постоянной. Максимальная температура подшипников и сегментов подпятника при нагрузке не должна превышать 70° С, следовательно, на холостом ходу она может быть не более 60—65° С. Температура масла при пуске агрегата должна быть не менее 15° С, а подачу охлаждающей воды в систему подшипников и подпятника следует начинать, когда температура масла достигнет 25—28° С.

В случае чрезмерно быстрого повышения температуры подшипников или сегментов подпятника, зафиксированного установленными на них приборами, даже если абсолютная температура и не достигла еще предельной величины, необходимо сразу остановить агрегат, выяснить и устранить причину резкого повышения температуры.

В процессе пробной работы агрегата необходимо все время тщательно осматривать и прослушивать его ответственные узлы, проверять достаточность подачи смазки в турбинный подшипник, а также подачи воды в уплотнение турбины и для охлаждения масла в ваннах подшипников и подпятника. Проверяется действие резервных устройств, защиты и сигнализации, включающихся при прекращении смазки подшипников и подпятника.

При пробном пуске агрегата проверяются величины открытий направляющего аппарата в начале вращения агрегата (пускового открытия) и на холостом ходу и пусковой угол разворота лопастей рабочего колеса. С помощью индикаторов или контактных датчиков с записью на осциллограф проверяются бой вала в различных сечениях, бой контактных колец и коллекторов, а также вибрация подшипниковых опор и крестовин. Допустимые величины вибрации приведены в табл. 11-1.

Таблица 11-1

Величины вибрации подшипниковых опор и крестовин

Место замеров вибрации	Допустимая вибрация, *мм*, при скорости вращения агрегата до, *об/мин*		
	187,5	375	750
Крестовины со встроенными направляющими подшипниками . .	0,18	0,12	0,10
Опоры подшипников гидротурбин	0,05	0,04	0,03

Продолжительность пробного пуска гидроагрегата при нормальной скорости вращения определяется временем, необходимым для установления постоянного температурного режима подшипников и подпятника. При этом установившимся режимом считается неизменность температур трущихся поверхностей подшипников и подпятника в течение не менее 2 *ч* непрерывной работы. Затем агрегат останавливается для осмотра и определения результатов пробного пуска. Остановка агрегата производится полным закрытием направляющего аппарата и торможением генератора, когда скорость вращения агрегата снизится до 40—50% номинальной.

После остановки агрегата производится осмотр состояния всех его узлов. Особенно тщательно необходимо проверить болтовые и сварные соединения ротора генератора, крепление статора к фундаментным плитам, крепление вентиляторов и воздухоподогревающих щитов, а также соединения всех деталей турбины и генератора, подвергающихся пульсирующим нагрузкам. Проверяется прилегание щеток к контактным кольцам и коллекторам. В турбине проверяется состояние сальника и деталей механизма поворота направляющего аппарата.

11-5. ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА НА ХОЛОСТОМ ХОДУ

Второй пуск гидроагрегата для испытания и проверки его работы на холостом ходу может быть произведен после устранения дефектов изготовления и монтажа гидроагрегата, выявленных в процессе пробного пуска. Подготовка ко второму пуску и осмотр агрегата выполняются аналогично подготовке его к пробному пуску. Пуск агрегата вторично производится сразу до номинальной скорости вращения с переводом на автоматическое регулирование, когда главный золотник регулятора будет находиться в среднем положении. Регуляторы переводятся на автоматическое регулирование без ручного регулирования постановкой ограничителя открытия в положение, несколько большее открытия холостого хода.

Прн нормальной скорости вращення гидроагрегата необходнмо измерить напряженне на зажнмах регуляторного генератора, и если оно окажется более чем на 10% ннже номинального, то автоматнческий пуск и работа на автоматнческом регулированин не допускаются.

Проверка гидроагрегата на холостом ходу производится вначале на невозбужденном генераторе, а затем проверки повторяются после подачи возбуждения. До включення возбуждения генератора выполняются прнведенные ннже проверкн и испытания гндроагрегата:

1) проверяется действне всех резервных устройств, элементов снгналнзацни н защнты агрегата с аварнйной остановкой его от пуско-останавлнвающего золотннка, на который воздействуют через подключенные к нему реле от различных защит;

2) проверяется работа регулятора и всей схемы автоматнкн при днстанционном автоматическом пуске агрегата с наблюдением за действнем всех автоматнческих устройств;

3) пронзводнтся опробованне действня переключателя «ручное — автомат» с проверкой плавностн перехода с ручного регулнровання на автоматическое н обратно, а также проверка работы гндроклапанов действия сигнализацни при их конечных положениях;

4) определяется максимальный днапазон нзменення скоростн вращення, а также чувствительность регулятора прн сниженин н повышеннн скорости вращення;

5) определяются велнчнна и период колебання поршня сервомотора регулнрующего органа н скоростн вращення агрегата. Велнчина колебанний поршня сервомотора допускается не более 1,0% его полного хода, а колебання скоростн вращення — не более 0,3% нормальной;

6) проверяется режнм насосов МНУ, который считается нормальным прн отношении временн работы на котел ко времени работы вхолостую не более 1 : 4;

7) измеряются протечкн масла в снстеме регулнровання на холостом ходу при автоматнческом и ручном регулнрованни по режнму насоса, если нзвестна его пронзводнтельность, или по величнне снижения уровня масла в котле за определенный промежуток временн, в течение которого насос должен работать вхолостую;

8) по частотомеру проверяется правнльность показанний тахометра на колонке регулятора.

После выполнення проверок н нспытанний механнзмов агрегата на холостом ходу производятся включенне возбуждения генератора н проверочная сушка его в соответствнн с прннятой технологней монтажных работ. В процессе возбуждения генератора проверяется бой вала, контактных колец н коллекторов, нзмеряется внбрация опор, а также проверяется действне термоконтроля.

По окончанни сушки генератора пронзводятся электрические нспытання его в соответствии с пусковой программой.

11-6. ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТА ПОД НАГРУЗКОЙ

Испытания на сбросы и набросы нагрузки. Каждый гндроагрегат, вводнмый в эксплуатацию, должен быть нспытан на сброс нагрузки в последовательности 25, 50, 75 и 100% номннальной мощностн нли максимально возможной, если агрегат пускается при поннженном напоре. Испытания на наброс нагрузки пронзводятся только в случае необходнмости и при согласин заводов — изготовнтелей турбины н генератора. Величина набрасываемой нагрузки не должна превышать 50% номнналыной мощности.

Перечень, а также порядок записи показателей, подлежащнх фнкснрованию при этнх нспытаниях, прнведены в табл. 11-2.

Таблица 11-2

Испытания гидроагрегата на сбросы и набросы нагрузки

Измеряемые величины	Значения до сброса	Сброс нагрузки, % номинальной мощности				Наброс нагрузки, % номинальной мощности		Установившееся значение
		25	50	75	100	25	50	
Нагрузка, *Мвт*								
Скорость вращения, *об/мин*								
Давление в спиральной камере, *м*								
Вакуум в отсасывающей трубе, *м*								
Время, *сек*:								
закрытия направляющего аппарата								
открытия направляющего аппарата								
процесса регулирования								
Открытие направляющего аппарата, *мм*								
Работа клапанов срыва вакуума или холостого выпуска:								
время открытия, *сек*								
время закрытия, *сек*								
ход, *мм*								
Давление в котле МНУ, *кГ/см²*								

После обработки результатов испытаний на сброс и наброс нагрузки производятся проверка и сравнение гарантий заводов — изготовителей по регулированию гидроагрегата с фактическими данными, полученными при испытаниях. Порядок выполнения и объем проверки приведены в табл. 11-3. При этом изменение скорости вращения агрегата в процентах определяется по формуле

$$\Delta n = \frac{n_{макс}(n_{мин}) - n_0}{n_0} \cdot 100, \qquad (11\text{-}1)$$

где $n_{макс}$ — максимальная скорость вращения при сбросе, *об/мин*;
$n_{мин}$ — минимальная скорость вращения при набросе, *об/мин*;
n_0 — скорость вращения при нагрузке до сброса (наброса), *об/мин*.

Изменение давления в спиральной камере в процентах при сбросах и набросах нагрузки определяются по формуле

$$\Delta H = \frac{H_{макс}(H_{мин}) - H}{H} \cdot 100, \qquad (11\text{-}2)$$

где ΔH — изменение давления, %;
H — фактический напор при испытаниях, *м*;
$H_{макс}$ — максимальный напор в момент сброса, *м*;
$H_{мин}$ — минимальный напор в момент наброса, *м*.

Таблица 11-3

Проверка гарантий регулирования гидроагрегата

Измеряемые величины	Значение до сброса	Сброс нагрузки, % номинальной мощности				Наброс нагрузки, % номинальной мощности		Установившееся значение
		25	50	75	100	25	50	
Изменение скорости вращения, %:								
по данным завода								
фактическое								
Изменение давления в спиральной камере, %:								
по данным завода								
фактическое								

После испытания гидроагрегата на сброс и наброс нагрузки и устранения всех выявленных при этом испытании дефектов и недостатков гидроагрегат включается на продолжительную гарантийную работу, длительность которой устанавливается техническими условиями на поставку. Обычно эта длительность составляет 72 *ч*.

Проверка агрегата под нагрузкой. В процессе работы гидроагрегата под нагрузкой необходимо проверить показатели его работы и состояние как агрегата в целом, так и его отдельных узлов и механизмов. Объем такой проверки устанавливается программой приемо-сдаточных испытаний.

Обычно снимается и сравнивается с заводской фактическая рабочая характеристика агрегата, определяющая зависимость мощности генератора от открытий направляющего аппарата. Для поворотнолопастных турбин эта характеристика снимается при открытии лопастей рабочего колеса по заводской комбинаторной зависимости, установленной для данного напора.

Определяется оптимальная комбинаторная зависимость при данном напоре по непосредственным измерениям расхода воды, протекающего через турбину, либо по перепаду давления в двух точках спиральной камеры или другим способом.

При включении агрегата в систему с пульта управления дается импульс на изменение нагрузки и определяется длительность процесса реализации этого импульса. Такую проверку необходимо выполнить при трех различных уставках механизма остающейся неравномерности.

Определяется статическая характеристика регулятора способом, выбранным в зависимости от условий работы агрегата.

Определение сил, действующих в регулирующих органах турбины, производится измерением давления в обеих полостях сервомоторов при медленном изменении нагрузки от нуля до максимума и обратно до полной остановки агрегата. Такие измерения необходимо производить для десяти промежуточных положений поршня регулирующих органов.

Определяются минимальное давление и минимальный уровень масла в котле, при которых возможна аварийная остановка агрегата.

При отключенном маятнике регулятора увеличивается скорость вращения агрегата путем воздействия на механизм ручного регулирования или ограничитель, после чего проверяется действие защитных устройств и сигнализации от разгона агрегата и определяется скорость вращения, при которой сработали механизмы на остановку агрегата.

Проверяется работа гидроагрегата и его отдельных механизмов при четырех различных установившихся нагрузках в диапазоне от нуля до максимальной с фиксированием при каждом режиме следующих показателей:

1) температуры вкладышей подшипников, сегментов подпятников, масла и разности температуры охлаждающей воды на входе и выходе из охладителя;

2) боя вала и вибрации опор;

3) колебаний поршня сервомотора направляющего аппарата в установившемся режиме;

4) колебаний скорости вращения;

5) режимов работы масляных насосов МНУ;

6) протечек масла в системе регулирования;

7) температуры обмоток и активной стали статора, а также воздуха, входящего в охладители генератора.

Проверяется действие устройств перевода агрегата в режим синхронного компенсатора и обратно в генераторный режим.

11-7. ВИБРАЦИЯ ГИДРОАГРЕГАТА

Причины повышенной вибрации. Наличие или отсутствие вибрации гидроагрегата определяет возможность длительной надежной работы агрегата и является одним из основных качественных показателей его конструкции, технологии изготовления и выполнения монтажных работ. Повышенная вибрация гидроагрегата может привести к аварийному

состоянию, понижению к. п. д. и дополнительным потерям энергии. Поэтому, когда вибрация агрегата превышает допустимые величины, должны быть установлены и устранены причины повышенной вибрации.

Причины повышенной вибрации гидроагрегата в зависимости от источника возмущающей силы могут быть разделены на три вида: механические, гидравлические и электрические.

К механическим причинам относятся:

небаланс ротора генератора и рабочего колеса турбины;

неправильное состояние и положение оси вала гидроагрегата;

неполадки в подшипниковых узлах;

слабое крепление опорных деталей агрегата или их недостаточная жесткость;

задевание вращающихся деталей агрегата о неподвижные.

Гидравлическими причинами являются:

гидравлический небаланс рабочего колеса;

неправильность высотного положения рабочего колеса радиально-осевой турбины относительно направляющего аппарата;

неправильно установленная комбинаторная зависимость в поворотнолопастных турбинах;

работа турбины в кавитационных режимах.

Электрические причины вибрации агрегата заключаются обычно в неравномерности притяжения ротора к статору (электромагнитный небаланс), вызываемой в основном:

неравномерностью воздушного зазора генератора, возбудителя и подвозбудителя;

овальностью формы ротора генератора;

замыканием витков обмотки полюсов ротора.

Измерение вибрации гидроагрегата производится в следующих местах:

у вертикальных агрегатов — на нижней и верхней крестовинах в двух горизонтальных взаимно перпендикулярных и вертикальном направлениях, а у турбинного подшипника — только в горизонтальном и вертикальном направлениях, расположенных в одной вертикальной плоскости;

у горизонтальных агрегатов — на всех опорных подшипниках в вертикальном, осевом и поперечном направлениях;

у генераторов — на полках корпуса статора;

у всех гидроагрегатов — на полу машинного здания, перекрытиях отсасывающей трубы и других наиболее подверженных вибрации местах.

Одновременно с измерениями вибрации проверяется также бой вала индикаторами в тех же сечениях, что и при центровке агрегата. Измерение вибрации чаще всего осуществляется специальным электродинамическим вибродатчиком с записью величины ее осциллографом. Применяются также тензометрические и механические вибродатчики. Для грубо приближенных измерений вибрации могут быть применены индикаторы.

Определение причин повышенной вибрации, если они не выражены ясно, является очень сложной задачей. В этих случаях необходимо определить источник возмущающей силы, а затем уже устанавливать и устранять причину вибрации.

Устранение механических причин вибрации. Неправильное состояние и положение оси вала агрегата является следствием излома оси вала или уклона ее и выражается в повышенном бое вала. Устраняется эта причина повышенной вибрации повторной центровкой вала агрегата с доведением результатов центровки до допустимых величин.

Повышение вибрации агрегата может быть вызвано чрезмерными отклонениями зазоров между вкладышами подшипников и валом по периметру. С целью устранения возможности повышения вибрации по этой причине зазоры в подшипниках должны быть установлены нормальными.

В процессе работы гидроагрегата наблюдается ослабление соединений в местах крепления лап верхней крестовины, в соединениях нижней крестовины, в креплениях полюсов ротора генератора, лопастей рабочего колеса поворотнолопастных турбин и др. Вибрация по этой причине выявляется чаще всего после некоторого времени работы агрегата под нагрузкой. Устранение вибрации в таких случаях производится повторным затягиванием болтовых соединений агрегата либо увеличением жесткости конструкции соответствующих деталей.

Задевание вращающихся деталей агрегата о неподвижные может происходить в лабиринтных уплотнениях, крышке турбины и в других местах. Для устранения вибрации по этой причине необходимо установить требуемые зазоры в местах задевания путем перецентровки соответствующих деталей или шлифовки мест задевания.

Одной из частых причин повышенной вибрации является небаланс или неуравновешенность ротора агрегата. Наличие в этом случае в роторе генератора или в рабочем колесе турбины неуравновешенной массы создает при вращении центробежную силу, которая и вызывает вибрацию ротора агрегата. Неуравновешенность ротора агрегата может быть статической и динамической.

Статическая неуравновешенность наблюдается часто у роторов генераторов и рабочих колес гидротурбин, имеющих небольшую высоту (низкооборотные гидроагрегаты), и создается массой Q_1 (рис. 11-2,*а*). Для статического уравновешивания достаточно поместить на одной стороне ротора или рабочего колеса уравновешивающий груз Q_2. При этом момент сил относительно оси вращения агрегата должен быть равен нулю

$$Q_1r_1 - Q_2r_2 = 0.$$

Величина уравновешивающей массы и место ее закрепления определяются при статической балансировке.

Динамическая неуравновешенность ротора генератора (рабочего колеса турбины) приводится к двум неуравновешенным массам, которые создают момент центробежных сил в плоскости, проходящей через ось вращения, в то время как статически ротор уравновешен (рис. 11-2,*б*).

Неуравновешенные центробежные силы равны:

$$F_1 = \frac{Q_1}{g}\omega r_1; \quad F_2 = \frac{Q_2}{g}\omega r_2,$$

где ω — угловая скорость вращения;
g — ускорение силы тяжести;
r_1 и r_2 — радиусы приложения масс.

При статической уравновешенности ротора $Q_1r_1 = Q_2r_2$, сила $F_1 = F_2 = F$ и, следовательно, момент неуравновешенных центробежных сил равен:

$$M = Fl,$$

где l — плечо пары сил F_1 и F_2.

Динамическая неуравновешенность может быть у роторов генераторов и рабочих колес, имеющих большую высоту (высокооборотные гидроагрегаты). Для динамического уравновешивания необходимо приложить пару сил, момент которых равен по величине и противоположен по знаку моменту от неуравновешенных масс, т. е. следует произво-

дить балансировку по двум сторонам ротора. При этом грузы устанавливаются как на верхней, так и на нижней частях ротора.

Для уравновешивания ротора гидроагрегата практически достаточно произвести раздельную статическую балансировку рабочего колеса и ротора генератора. Рабочие колеса турбин балансируются на заводе или при монтаже, и дополнительной балансировки их после сборки агрегата обычно не требуется. Роторы же генераторов на заводе не балансируются. Сборка роторов на монтажной площадке не всегда может обеспечить достаточную уравновешенность массы ротора. Поэтому причиной, вызывающей повышенную вибрацию агрегата, является, как правило, неуравновешенность ротора генератора. Эта неуравновешенность устраняется **балансировкой** ротора на вращающемся агрегате.

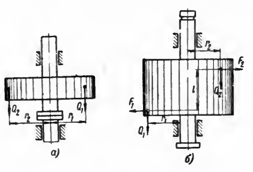


Рис. 11-2. Виды неуравновешенности гидроагрегата.

а — статическая неуравновешенность ротора генератора; *б* — динамическая неуравновешенность ротора генератора.

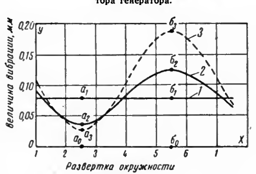


Рис. 11-3. График значений вибраций.

Балансировка вращающегося ротора генератора является очень сложной операцией, требующей от исполнителей не только тщательности выполнения, но и известных навыков. Осуществление такой балансировки может производиться различными способами: способом отметок на валу, последовательным прикреплением пробного груза в трех точках, обходом пробным грузом, графическим способом. В связи с большим количеством существующих способов балансировки ниже кратко рассмотрены только способ балансировки обходным пробным грузом и способ балансировки с помощью электродинамических датчиков вибрации (способ ОРГРЭС).

Балансировка способом обхода пробным грузом осуществляется в следующем порядке [Л. 14]. Ротор по окружности, на которой предполагается крепить балансирующий груз, делится на шесть или восемь равных частей — кратно числу спиц и размечается в натуре. Затем строится график значений вибрации (рис. 11-3), на котором по оси *X* откладывают в масштабе развернутую длину окружности, а по оси *У* наносят также в своем масштабе среднюю величину вибрации, замеренной при номинальной скорости вращения. Затем в какой-либо из размеченных точек на роторе закрепляют пробный груз, вес которого должен создавать центробежную силу, составляющую 0,5—2,5% веса ротора генератора [Л. 4], т. е.

$$\frac{P_0}{g}\omega^2 R = (0{,}005 \div 0{,}025)\,G,$$

где P_0 — пробный груз, *кг*;

g — ускорение силы тяжести, равное 9,81 *м/сек²*;

R — радиус крепления пробного груза, *м*;

G — вес ротора генератора, *кг*;

ω — угловая скорость, *1/сек*.

Подставив в это равенство значение $\omega=\pi n/30$ и преобразовав его, получим:

$$P_0=(5\div25)\frac{G}{n^2R}, \qquad (11\text{-}3)$$

где n — скорость вращения, *об/мин.*

При этом меньшее значение коэффициента следует принимать для генераторов со скоростью вращения до 100 *об/мин*, а большее — для генератора со скоростью вращения 500 *об/мин.*

После пуска гидроагрегатов при нормальной скорости вращения замеряется вибрация и среднее значение ее в масштабе наносится на график в виде прямой *1*. Затем груз последовательно переносится в соседние сечения с замером вибрации в каждом сечении. Нанеся все замеренные величины максимальной вибрации на график, получим кривую *2*, определяющую максимальные вибрации гидроагрегата при различных положениях пробного груза в случае, когда он меньше небаланса ротора. Если замеры вибрации выполнены правильно, то величины амплитуд a_1a_2 и $б_1б_2$ будут равны между собой.

Из рассмотрения полученной кривой видно, что вибрации имеют наименьшее значение в точке a_0, расположенной между сечениями *2* и *3* и определяющей необходимое место установки балансирующего груза. Величина же балансирующего груза вследствие пропорциональности его величине вибрации будет равна:

$$P_б=P_0\frac{a_0a_1}{a_1a_2}, \qquad (11\text{-}4)$$

где a_1a_2 и $б_1б_2$ — амплитуды, определяющие соответствующие вибрации, *мм.*

В случае, когда пробный груз больше небаланса ротора, на графике получится кривая *3*, по которой и следует определять величину балансирующего груза, равную

$$P_б=P_0\frac{б_0б_1}{б_1б_2}. \qquad (11\text{-}5)$$

Вследствие того что наибольшая вибрация находится в точке $б_3$, балансирующий груз необходимо крепить в диаметрально противоположной точке a_0. После закрепления балансирующего груза агрегат пускают вновь и производят проверку вибрации.

Балансировка по способу ОРГРЭС [Л. 4] производится с использованием электродинамических датчиков вибрации. Заключается этот способ в одновременной записи на осциллограмме кривой вибрации агрегата и развернутой длины окружности вращающегося ротора, что дает возможность сразу после пуска определить величину вибрации и положение небаланса. Вес балансирующего груза вначале определяется ориентировочно, а при втором пуске уточняется. Такая балансировка позволяет довольно быстро и точно определить положение небаланса и вес балансирующего груза, но выполнение ее требует высококвалифицированного опытного персонала и наличия специальной аппаратуры.

Устранение гидравлических причин вибрации. Гидравлический небаланс рабочего колеса вызывается неравномерностью давления воды на поверхности вращающегося рабочего колеса. Причинами такого небаланса могут быть:

эксцентричная расточка уплотняющих колец на рабочем колесе;

односторонняя обточка обода рабочего колеса при балансировке;

неудачные расположение и форма балансирующего груза;

засорение спиральной камеры или закупорка проходных сечений между лопастями рабочего колеса.

Вибрацню из-за гндравлического иебаланса можио иесколько умеиьшить цеитровкой рабочего колеса так, чтобы ось его вращения иаходилась строго в центре камеры, а также измеиеиием формы и места креплеиия балаисирующего груза. Засорение спиральиой камеры или закупорка проходиых сечений рабочего колеса устраняется очисткой их.

Неправильиость высотного положения рабочего колеса отиоснтельно направляющего аппарата в раднальио-осевых турбинах приводит к отрыву потока от внутреиней поверхности обода рабочего колеса и неравномериости давлеиия перед уплотиениями, что вызывает повышенную вибрацию турбииы. Причиной изменения высотного положеиия рабочего колеса, правильио устаиовлениого при монтаже, могут служить прогиб верхией крестовииы н температурное удлинение вала. Исследоваиия иа ряде станций показывают, что прогнб верхией крестовины при номииальиой нагрузке агрегата составляет до 1 *мм*. Температура вала работающего агрегата может достигать 35° С. Температурное удлииеиие вала может быть определеио по формуле

$$\Delta l = \alpha l \Delta t,$$

где α — коэффициент лниейиого удлииеиня (для сталн $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$);
l — длнна вала, *м*;
Δt — разность температур вала при моитаже и при работающем агрегате.

Так, если разница в температурах вала при монтаже агрегата и в его работе будет 15° С, а длниа вала турбины 6 *м*, то температурное удлииение вала может быть:

$$\Delta l = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 6\,000 \cdot 15 = 1{,}1 \text{ мм}.$$

Следовательно, общее опускание рабочего колеса работающего агрегата в этом случае составит около 2 *мм*. Поэтому прн монтаже рабочего колеса высотиое положение его должно определяться с учетом прогиба верхней крестовнны и температурного удлинеиня вала.

Неправильио устаиовлениая комбииаториая зависимость прнводит к ударному входу воды на лопастн работающего колеса, что вызывает повышение вибрации агрегата. Поэтому целесообразно наладку комбинаторной зависимости осуществлять по методу иаименьших вибраций, который обеспечивает ие только миинмальные вибрацни турбииы, ио и ее оптнмальную характеристику.

Кавитациоиные явления в турбинах, помимо разрушающего действия на детали проточиого тракта, вызывают также повышенную вибрацию агрегата и удары в отсасывающей трубе. Вибрацию из-за кавитациониых явлений можно иногда умеиьшить впуском воздуха под рабочее колесо, измеиением формы выходных кромок рабочих лопастей либо другими противокавитациоиными мероприятиями.

Устраиение электрических причин вибрации. Для устранения электромагиитного иебалаиса генератора, выражающегося в иеравномерности магиитного притяжения ротора геиератора к статору, необходимо проверить н обеспечить равномериость воздушных зазоров геиератора, возбудителя и подвозбудителя. Следует также проверить форму ротора и при обнаружении овальиости устранить ее. В случае иаличия замыкаиия соседиих витков обмотки полюсов ротора необходимо произвести ремонт полюсов.

11-8. НАТУРНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ

Целью натурных энергетических испытаиий, выполияемых в процессе иачальной эксплуатацин станцни, является определение энергетических параметров и характеристик основного и вспомогательиого оборудования. В объем энергетических испытаиий, выполияемых по специ-

альной программе, входят определение к. п. д. турбины с непосредственными замерами расхода воды, испытания механической части гидроагрегата и проверки действия и параметров системы регулирования и автоматики. Производятся также испытания электрической части блока гидроагрегата, включая определение к. п. д. генератора.

Проверка и испытания механической части гидроагрегата, системы регулирования и автоматики осуществляются теми же способами, что и при пусковых испытаниях, описанных выше. Электрические испытания производятся по отдельной специальной программе.

Ниже кратко приводится содержание энергетических испытаний и определения основных параметров гидроагрегата.

Определение к. п. д. турбины. При испытаниях на к. п. д. производится построение рабочих характеристик агрегата — зависимости между расходом воды через турбину и мощностью агрегата $N_а=f(Q)$ и зависимости между к. п. д. и мощностью агрегата $\eta_а=f(N_а)$. Производится также тарировка постоянных расходомеров.

Как известно, мощность гидроагрегата равна:

$$N_а = N_т\eta_г = \frac{QH\gamma\eta_т\eta_г}{102}.$$

Отсюда к. п. д. турбины

$$\eta_т = \frac{102N_а}{QH\gamma\eta_г},$$

где $N_а$ — мощность агрегата на шинах генератора, *квт*;
Q — расход воды, *м³/сек*;
H — рабочий напор, *м*;
$\eta_г$ — к. п. д. генератора;
γ — объемный вес воды 1 000 *кг/м³*.

Следовательно, для определения к. п. д. необходимо производить измерение следующих величин:

1) мощности гидроагрегата на шинах генератора — обычно производится двумя ваттметрами класса 0,2—0,5, включаемыми через измерительные трансформаторы, либо с помощью счетчика мощности;

2) расхода воды — непосредственным измерением;

3) рабочего напора — непосредственным измерением;

4) к. п. д. генератора — по данным завода-изготовителя либо по результатам испытаний генератора.

Одновременно замеряются скорость вращения агрегата и показания постоянного расходомера.

Колебания нагрузки и напора при проведении отдельных опытов допускаются ±2%, а скорости вращения — не свыше ±1% среднего значения их в данном цикле испытаний.

Испытания агрегата производятся при различных режимах его работы от холостого хода до максимальной нагрузки с интервалами записей через 10% номинальной мощности при увеличении нагрузки и через 20% при ее уменьшении.

Наиболее сложной и трудоемкой операцией при испытаниях является определение расхода воды, величина которого может быть выражена как объем воды, протекающей в 1 *сек* через входное сечение турбины:

$$Q = vF,$$

где v — средняя скорость воды в сечении, *м/сек*;
F — площадь сечения, перпендикулярного направлению потока, *м²*.

В настоящее время в отечественной практике испытаний гидротурбины наиболее освоены следующие способы измерения расходов, применяемые в зависимости от типа турбин:

методом гидравлического удара — для высоко- и средненапорных гидротурбин с напорным трубопроводом, имеющим прямолинейный участок достаточной длины;

гидрометрическими вертушками — для крупных и средних низконапорных турбин;

с помощью водослива в отводящем канале — для всех типов малых гидротурбин.

Определение расхода воды методом гидравлического удара производится с помощью записи специальным прибором изменения давления в трубопроводе, производимого массой жидкости, заключенной между двумя сечениями, при закрытии направляющего аппарата турбины. Измерение давления производится в двух сечениях трубопровода (дифференциальный метод). При этом расстояние между выбранными сечениями должно быть не менее двух диаметров трубопровода, а произведение длины между участками (в *м*) на среднюю скорость потока (в *м/сек*) в мерном участке при наибольшей нагрузке агрегата должна быть не меньше 20.

В мерных сечениях трубопровода просверливаются диаметрально расположенные отверстия диаметром 8—10 *мм* (не менее двух) и соединяются между собой коллектором. Затем оба коллектора присоединяются трубками к прибору для записи давления. Площадь диаграммы, ограниченной кривой давления, полученной при записи в определенном масштабе, дает возможность определить расход воды по формуле

$$Q = \frac{Fg}{L} a + q, \qquad (11\text{-}6)$$

где F — площадь поперечного сечения трубопровода, *м*²;

g — ускорение силы тяжести, *м/сек*²;

a — площадь диаграммы, *м·сек*;

q — утечки воды через закрытый направляющий аппарат, *м*³*/сек*;

L — расстояние между мерными сечениями, *м*.

Утечки воды через закрытый направляющий аппарат определяются объемным способом по вытеканию воды из напорного трубопровода при закрытом верхнем затворе.

Точность определения расхода методом гидравлического удара высока, но применение его требует сложной специальной аппаратуры и высококвалифицированного опытного персонала.

Определение расхода воды с помощью гидрометрических вертушек является наиболее распространенным. Заключается этот метод в определении средних скоростей потока вертушками, установленными в определенных точках мерного створа либо медленно и равномерно перемещаемыми из одного крайнего положения в другое. Общее число точек замера скоростей в сечении принимается:

$$z = (15 \div 25)\sqrt{F},$$

где F — площадь мерного створа, *м*².

Показания вертушек во время испытания автоматически записываются на лентах хронографов. По полученным записям строятся кривые распределения скоростей в мерном створе, по которым затем и определяется расход воды в этом створе.

Измерение расхода воды на небольших станциях может производиться с помощью водослива, расположенного в отводящем канале. Уровень на водосливе замеряется водомерной рейкой или лимниграфом на определенном расстоянии от гребня водослива. При этом расход воды (*м*³*/сек*) определяется по формуле

$$Q = mB\sqrt{2g}h^{3/2}, \qquad (11\text{-}7)$$

где m — коэффициент водослива, определенный для каждого режима по тарировке водослива;

B — ширина водослива, *м*;

g — ускорение силы тяжести, *м/сек*²;

h — высота от гребня водослива до поверхности вод, *м*.

Измерения расхода водосливом дают удовлетворительные результаты для B до 5 *м* и h до 2 *м*.

Измерение напора. При определении напора производятся замеры отметок:

верхнего бьефа в напорном бассейне;
нижнего бьефа у выхода из отсасывающей трубы;
в сечении у входа в турбину.

Рабочий напор турбины определяется как разность энергий при входе в турбину и на выходе из нее.

Уровни поверхностей воды определяются по водомерным рейкам с сантиметровыми делениями либо лимниграфами. Погрешность отсчетов при этом должна быть не более ±0,5 *мм*.

Для замера давлений применяются трубчатые манометры, ртутные манометры или поверочные поршневые прессы. Поверочный пресс позволяет определять давление с точностью до 0,05%.

Скорость вращения агрегата контролируется при испытании точным стрелочным частотомером. Во время измерения расхода воды при испытании скорость вращения агрегата не должна колебаться более чем на ±1,0%.

Тарировка постоянных расходомеров. Непрерывное измерение расхода воды, проходящей через турбину, дает возможность постоянного контроля за энергетическими параметрами работающего гидроагрегата. Осуществляется такое измерение с помощью постоянных расходомеров, работа которых основана на разности давлений в двух точках колена напорного трубопровода или спиральной камеры. Мерные точки расходомеров располагаются, как показано на рис. 11-4.

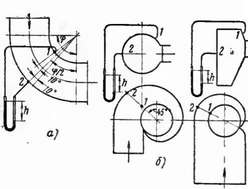


Рис. 11-4. Расположение мерных точек расходомеров.
а — колено трубопровода; *б* — металлическая спираль; *в* — бетонная спираль.

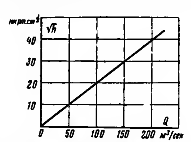


Рис. 11-5. График зависимости перепада давления от расхода воды.

Опытами установлено, что разность давлений в двух точках криволинейного потока связана с протекающим расходом воды равенством

$$Q = kh^x, \qquad (11\text{-}8)$$

где Q — расход воды, *м*³;

h — перепад давления, *мм*;

k — постоянный коэффициент;

x — показатель степени, колеблющийся около 0,5 (0,47÷0,54).

Для тарировки расходомера одновременно с определением расхода воды при испытаниях необходимо записывать перепад давления в расходомере. По полученным данным затем строится график зависимости перепада давления от расхода протекающей через турбину воды (рис. 11-5). Как видно на рисунке, график представляет собой прямую линию (или почти прямую при x, не равном 0,5), угол наклона которой определяется коэффициентом k.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев А. Е., Конструкция электрических машин, Госэнергоиздат, 1958.
2. Барков Н. К., Автоматизация мощных гидротурбин, изд-во «Машиностроение», 1964.
3. Владиславлев Л. А., Испытание гидромеханического оборудования гидроэлектрических станций, Госэнергоиздат, 1957.
4. Владиславлев Л. А., Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций, Госэнергоиздат, 1962.
5. Гончаров А. Н., Скоростной монтаж крупных гидроагрегатов, Госэнергоиздат, 1952.
6. Гончаров А. Н., Памятка слесаря по монтажу гидросилового оборудования, Госэнергоиздат, 1954.
7. Гидротурбостроение, под ред. Г. С. Щеголева, изд-во «Машиностроение», 1964.
8. Грановский А. С., Орго В. М., Смоляров Г. Л., Конструкции гидротурбин и расчет их деталей, Машгиз, 1953.
9. Еремеев А. С. и др., Мощные гидрогенераторы Советского Союза, Госэнергоиздат, 1954.
10. Зунделевич М. И., Технология производства крупных гидрогенераторов, Госэнергоиздат, 1961.
11. Ковалев Н. Н., Гидротурбины, Машгиз, 1961.
12. Полушкин Н. П., Монтаж, наладка и испытание автоматических регуляторов скорости гидротурбин, Госэнергоиздат, 1959.
13. Полушкин К. П., Монтаж гидроагрегатов, Госэнергоиздат, 1963.
14. Руководящие указания по пуску, наладке и испытаниям смонтированных гидроагрегатов, Оргэнергострой, 1960.
15. Смирнов И. Н., Гидравлические турбины, Госэнергоиздат, 1956.
16. Технические условия на монтаж вертикальных гидроагрегатов, Оргэнергострой, 1960.
17. Турбинное оборудование гидроэлектростанций, под ред. Г. А. Морозова, Госэнергоиздат, 1958.
18. Фитерман Я. Ф., Монтаж и ремонт гидротурбин, Госэнергоиздат, 1961.
19. Использование водной энергии, под ред. Д. С. Щавелева, изд-во «Энергия», 1965.

ОБОРУДОВАНИЕ И МЕХАНИЗМЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ, ПОТРЕБНЫЕ ДЛЯ МОНТАЖА ГИДРОАГРЕГАТОВ

Количество механизмов и оборудоваиия общего иазначеиия, необходимых для производства монтажиых работ иа гидроэлектростанциях, зависит от габаритов гидроагрегата, общего числа агрегатов иа станции и количества одиовремеиио моитируемых агрегатов.

В таблице приведены ориеитировочные даииые по оборудоваиию и механизмам, потребиым для монтажа гидроагрегатов с диаметром рабочего колеса турбины 3,7 *м*, устанавливаемым на станции с числом агрегатов не более 4, при условии, что в монтаже одиовремеиио будет иаходиться не более двух агрегатов.

При больших количествах и габаритах следует пользоваться формулой пересчета:

$$q_1 = qk_1k_2k_3,$$

где q — количество оборудоваиия и механизмов, приведенное в таблице;
q_1 — количество оборудоваиия и механизмов, потребиое в изменившихся условиях;
k_1 — коэффициеит, учитывающий габариты гидроагрегатов;
k_2 — коэффициеит, учитывающий число агрегатов станции;
k_3 — коэффициеит, учитывающий количество одновремеиио монтируемых агрегатов.

При этом

$$k_1 = 1 + 0{,}05\,D_1;$$

$$k_2 = 1 + \frac{n-4}{30};$$

$$k_3 = 1 + \frac{n_1 - 2}{10};$$

здесь D_1 — диаметр рабочего колеса турбины, *м*;
n — число агрегатов станции;
n_1 — количество одиовремеиио моитируемых агрегатов.

В таблице ие указаиы специальиые монтажиые механизмы и устройства, поставляемые заводами-изготовителями для монтажа агрегатов даиных габаритов и коиструкции.

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Электро- и газосварочное оборудование и аппаратура			
Сварочные преобразователи для дуговой электросварки:			
СУГ-2Р	компл.	1	
ПС-100	"	1	
ПС-500	"	1	
ПСМ-1000	"	2	Не более 4 иа станции
Сварочные агрегаты постоянного тока:			
АСБ-300	"	1	Не более 2 иа станции
АСД-3-I	"	1	
САК-2Г-VI	"	1	
ПАС-1000	"	1	
ПАС-400-I	"	1	
Одиопостовые сварочные трансформаторы:			
СТ-24	"	2	
СТ-34	"	2	
Сварочные трансформаторы:			
СТН-500	"	1	
СТН-700	"	1	

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Однокорпусные трансформаторы для автоматической сварки:			
ТДС-500	компл.	1	Не более 2 на станции
ТДС-1000-3	»	1	
Ацетиленовые генераторы МГ, ГНВ-1,25 или ГВР-3	»	2	
Керосинорез	»	5	
Механизированные инструменты			
Пневматические сбалчиватели:			
И-51 (до М30)	шт.	2	
И-96 (до М36)	»	2	
ПСЛМ-42 (до М42)	»	4	
до М56	»	2	
Рубильные молотки:			
РМ-1	»	2	
МР-4	»	2	
МР-5	»	2	
МР-6	»	2	
Р-3	»	2	
Клепальные молотки:			
КЕ-19	»	2	
КЕ-28	»	2	
Пневмомолот ПЛ-1	»	2	
Пневматические сверлильные машинки:			
СМ-22	»	2	
СМ-32	»	2	
СМ-50	»	2	
Р-8	»	2	
РУ-8	»	2	
РС-22	»	2	
РС-32	»	2	
И-34А	»	2	
И-69	»	2	
Пневматические шлифовальные машинки:			
Ш-2	»	2	
ШР-12	»	2	
ШР-6	»	2	
ШР-5	»	2	
И-44	»	2	
Электрошлифовальная машинка И-54А	»	2	
Электроточило С-458	»	2	
Электросверлильные машинки:			
С-437	»	5	
И-38Б	»	5	
И-28А	»	5	
Такелажные механизмы			
Блоки однорольные грузоподъемностью 1, 3, 5, 8 и 10 *Т*	шт.	По 2	
Блоки двухрольные грузоподъемностью 3, 5, 8 и 10 *Т*	»	По 2	
Блоки трехрольные грузоподъемностью 1, 3, 5, 8, 10, 15 и 20 *Т*	»	По 2	
Ручные лебедки грузоподъемностью 1,5, 3 и 5 *Т*	»	По 1	
Электрические лебедки грузоподъемностью 0,5, 5 и 8 *Т*	»	По 1	
Стальные канаты (тросы) диаметром:			
8 и 13 *мм*	*м*	По 200	Диаметр канатов уточнить по конкретному объекту
19,5 *мм*	»	400	
24 *мм*	»	300	
39 *мм*	»	200	
47,5 и 56 *мм*	»	По 100	
Зажимы для канатов (тросов) диаметром 8, 13, 19,5, 24, 39, 47,5 и 56 *мм*	шт.	По 10	
Тали ручные с червячной передачей грузоподъемностью 0,5, 1, 3 и 5 *Т*	»	По 2	

Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
Тали ручные с червячной передачей грузоподъемностью 7,5, 10 и 15 *T*	шт.	По 1	
Тали электрические передвижные грузоподъемностью 1, 3 и 5 *T*	»	По 1	
Кошки ручные грузоподъемностью 3, 5 и 10 *T*	»	По 1	
Домкраты реечные грузоподъемностью 3, 5 и 10 *T*	»	По 2	
То же винтовые бутылочные грузоподъемностью 3 и 5 *T*	»	По 10	
То же грузоподъемностью 10, 15 и 20 *T*	»	По 4	
Домкраты гидравлические грузоподъемностью 50, 100 и 200 *T*	»	По 8	
Рым-болты с проушинами M12, M16, M20			
То же, M36, M42, M48 и M56	»	По 6	
Разное оборудование			
Компрессор К-75 с электродвигателем производительностью 1,5 *м³/мин*	компл.	1	Количество компрессоров определяется по действительной потребности
То же ВКС-1 или КСЭ-6М производительностью 5—6 *м³/мин*	»	1	
То же ОПТУ-45-54-53 с бензиновым двигателем производительностью 6 *м³/мин*	»	1	
Ручной насос типа „Ливер"	шт.	2	
Гидропресс ГН-60 давлением 60 *ати*	»	2	
То же давлением до 200 *ати*	»	1	
Трансформаторы понижающие:			
И-140, 380×220 *в*	»	1	
И-80А, 220×36 *в*	»	5	
ОСО-0,25, 220×12 *в*	»	10	
Маслонасос с приводом производительностью 1 200 *л/ч*	компл.	2	
Фильтрпресс производительностью 1 500 *л/ч*	»	1	
Центрифуга	»	1	
Наждачное точило	»	2	
Горн кузнечный переносной	»	1	

ПРИЛОЖЕНИЕ II

МЕЖДУНАРОДНАЯ СИСТЕМА ЕДИНИЦ СИ (КРАТКИЙ ПЕРЕЧЕНЬ)

С 1 января 1963 г. в СССР введена Международная система единиц (ГОСТ 9867-61) как предпочтительная для применения во всех областях науки, техники и народного хозяйства. Международная система единиц (СИ — система интернациональная) состоит из шести основных единиц (метр, килограмм, секунда, ампер, градус Кельвина, свеча), двух дополнительных единиц (радиан, стерадиан) и 27 важнейших производных единиц (например, единица силы — ньютон; единица работы, энергии, количество теплоты — джоуль и т. д.)

Наименование величины	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц		Размерность единиц
		русские	латинские или греческие	
Основные единицы				
Длина	Метр	*м*	m	
Масса	Килограмм	*кг*	kg	
Время	Секунда	*сек*	s	
Сила электрического тока	Ампер	*а*	A	
Термодинамическая температура	Градус Кельвина	°K	°K	
Сила света	Свеча	*св*	cd	
Дополнительные единицы				
Плоский угол	Радиан	*рад*	rad	

Наименование величины	Единица измерения	Сокращенные обозначения единиц		Размерность единиц
		русские	латинские или греческие	
		Производные единицы		
Площадь	Квадратный метр	*м²*	m²	(1 *м²*)
Объем	Кубический метр	*м³*	m³	(1 *м³*)
Частота	Герц	*гц*	Hz	1:(1 *сек*)
Плотность (объемная масса)	Килограмм на кубический метр	*кг/м³*	kg/m³	(1 *кг*):(1 *м³*)
Скорость	Метр в секунду	*м/сек*	m/s	(1 *м*):(1 *сек*)
Угловая скорость	Радиан в секунду	*рад/сек*	rad/s	(1 *рад*):(1 *сек*)
Ускорение	Метр на секунду в квадрате	*м/сек²*	m/s²	(1 *м*):(1 *сек*)²
Угловое ускорение	Радиан на секунду в квадрате	*рад/сек²*	rad/s²	(1 *рад*):(1 *сек*)²
Сила	Ньютон	*н*	N	(1 *кг*)× ×(1 *м*):(1 *сек*)²
Давление (механическое напряжение)	Ньютон на квадратный метр	*н/м²*	N/m²	(1 *н*):(1 *м*)²
Динамическая вязкость	Ньютон-секунда на квадратный метр	*н·сек/м²*	N·s/m²	(1 *н*)× ×(1 *сек*):(1 *м*)²
Кинематическая вязкость	Квадратный метр на секунду	*м²/сек*	m²/s	(1 *м²*):(1 *сек*)
Работа, энергия, количество теплоты	Джоуль	*дж*	J	(1 *н*)·(1 *м*)
Мощность	Ватт	*вт*	W	(1 *дж*):(1 *сек*)
Количество электричества, электрический заряд	Кулон	*к*	C	(1 *а*)·(1 *сек*)
Электрическое напряжение, разность электрических потенциалов, электродвижущая сила	Вольт	*в*	V	(1 *вт*):(1 *а*)
Напряженность электрического поля	Вольт на метр	*в/м*	V/m	(1 *в*):(1 *м*)
Электрическое сопротивление	Ом	*ом*	Ω	(1 *в*):(1 *а*)
Электрическая емкость	Фарада	*ф*	F	(1 *к*):(1 *в*)

ПЕРЕВОД ЕДИНИЦ ДРУГИХ СИСТЕМ В ЕДИНИЦЫ СИ

Метрические (внесистемные) единицы	Единицы СИ	Метрические (внесистемные) единицы	Единицы СИ
Сутки	86 400 *сек*	1 *л/сек*	$1{,}000028 \cdot 10^{-3}$ *м³/сек*
		1 *л/мин*	$16{,}67 \cdot 10^{-6}$ *м³/сек*
Градус (°)	0,01745 *рад*	1 *м³/сек*	1 *м³/сек*
Оборот в минуту	1/60 *гц*	1 *кГ·м*	9,80665 *н*
Период в секунду	1 *гц*	1 дина	10^{-5} *н*
		1 *кГ/см²*	
Оборот в минуту	$\frac{\pi}{30}$ *рад/сек*		98066,5 *н/м²*
		1 *ат* (технич.)	
1 *м/мин*	0,0167 *м/сек*		0,1 *Мн/м²*
1 *км/ч*	0,278 *м/сек*	1 *кГ/м²*	9,80665 *н/м²*
1 *см/сек*	0,01 *м/сек*	1 *м вод. ст.*	9806,65 *н/м²*
1 *Т/м³*	1 000 *кГ/м³*	1 *мм рт. ст.*	133,322 *н/м²*
		1 *кГ·м*	9,80665 *дж*
1° C	1° K	1 *квт·ч*	$3{,}6 \cdot 10^{6}$ *дж*=3,6 *Мдж*
t_c, °C	$T_к = t_c + 273{,}15$	1 *ккал*	4186,8 *дж*
1 *кг/ч*	$278 \cdot 10^{-6}$ *кг/сек*	1 *кГ·м/сек*	9,80665 *вт*
		1 *л. с.*	735,499 *вт*
		1 *ккал/ч*	1,163 *вт*

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава седьмая. **Общие виды монтажных работ**